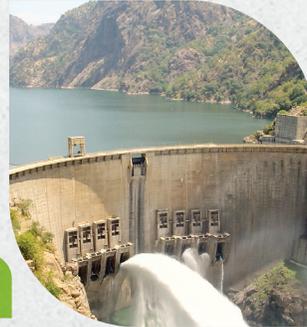


# ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



Acelerando las Inversiones en Energía Renovable  
en Centroamérica y Panamá a través del BCIE

## COSTA RICA



# ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



## COSTA RICA

Esta guía ha sido elaborada por la empresa Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A. – [info@geoingenieria.co.cr](mailto:info@geoingenieria.co.cr)

Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes, para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá

Banco Centroamericano de Integración Económica  
Apartado Postal 772  
Tegucigalpa, M.D.C., Honduras, C.A.  
Tel: (504) 2240-2243 Fax: (504) 2240-2108  
E-mail: [areca\\_project@externo.bcie.org](mailto:areca_project@externo.bcie.org)

Diseño gráfico: CLICK – [info@click-costarica.com](mailto:info@click-costarica.com)

Los hallazgos, interpretaciones y conclusiones contenidas en este documento son atribuibles enteramente al equipo consultor, y no deberían ser atribuidas de ninguna manera al Banco Centroamericano de Integración Económica.

Este documento puede ser obtenido en [www.proyectoareca.org](http://www.proyectoareca.org)





# Tabla de contenidos

---

<b>Tabla de contenidos</b>	<b>i</b>
<b>Listado de Siglas</b>	<b>ii</b>
<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>9</b>
<b>2. Introducción</b>	<b>12</b>
2.1 Antecedentes del estudio	13
2.2 Objetivos	14
2.3 Aspectos generales del país bajo análisis	15
2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima	15
2.3.2 Potencial de Recursos Renovables	16
2.3.4 Indicadores Sociales	16
2.3.5 Sistema de Gobierno	17
2.3.6 Aspectos Económicos	17
2.3.7 Infraestructura Básica	18
2.3.8 Conclusiones	19
2.4 Situación actual del sector energético de Costa Rica	20
<b>3. Marco Regulatorio</b>	<b>22</b>
3.1 Descripción del Marco Regulatorio	23
3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable	25
3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético	25
<b>4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables</b>	<b>28</b>
4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio	29
4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos	31
4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución	31
4.4 Metodologías de cálculos tarifarios aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables	31
<b>5. Generación, Transmisión y Distribución</b>	<b>33</b>
5.1 Generación	34
5.2 Transmisión	35
5.3 Distribución	35

---

<b>6. Mercado Eléctrico Regional</b>	<b>36</b>
6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)	37
6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	38
6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)	39
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	40
6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)	41
6.2 Reglamento del MER	41
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales	43
6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER	45
6.5 Integración del MER	50
6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER	50
6.5.1.i Nivel de la Tarifa	50
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa	52
6.5.2 Modelos alternativos de contratación. Actividades y procedimientos que fomentan el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa	53
6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa	53
6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento	56
6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados	56
6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams	60
6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales	61
6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales	61
6.5.4 Perspectivas y desafíos	62
<b>7. Análisis Comparativo de los marcos regulatorios, incentivos y tarifas de los países de Centroamérica y Panamá</b>	<b>64</b>
<b>8. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>74</b>
<b>9. Referencias Bibliográficas</b>	<b>77</b>

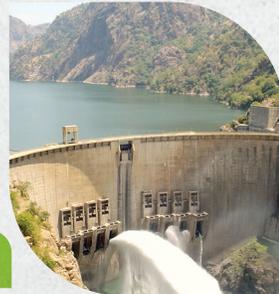
# Listado de Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ARECA	Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOT	Built, Operate and Transfer = Construir, Operar y Transferir
CCI	Capacidad de Creación de Infraestructura
CEAC	Consejo de Electrificación para América Central
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CMCP	Costo Marginal a Corto Plazo
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ESCO	Energy Service Company = Compañía de Servicio de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FIT	Feed-In Tariff
GD	Generación Distribuida
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional
GWh	Gigavatios hora
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos = Institute of Electrical and Electronics Engineers
IR	Impuesto sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado

kV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio-hora
LGE	Ley General de Electricidad
PIB	Producto Interno Bruto
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MER	Mercado Eléctrico Regional
MINAET	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
MRS	Mercado Regulador del Sistema
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OMCA	Operador del Mercado Centroamericano
OS/OM	Operadores de Sistema y de Mercado
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RMER	Reglamento Definitivo del MER
RTR	Red de Transmisión Regional
SETENA	Secretaría Técnica Nacional del Ambiente
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SNE	Secretaría Nacional de Energía
UT	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
WCD	World Commission on Dams = Comisión Mundial de Represas

# SECCIÓN 1

# RESUMEN EJECUTIVO



# 1. Resumen Ejecutivo

El proyecto “Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá” (ARECA) identificó la necesidad de realizar un análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad (energía y potencia) de plantas de energía renovable en la región Centroamericana y Panamá. El presente estudio se realiza para Costa Rica con el fin de que sirva de referencia para que los emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable puedan conocer el marco regulatorio, sus incentivos y el sistema tarifario existente.

Costa Rica cuenta con una extensión de 51,100 km<sup>2</sup>, y con una población de 4.64 millones de habitantes. Su economía (PIB per cápita en el 2010 fue de US \$ 7,717.1) es la segunda más grande de la región, después de Panamá. Costa Rica se ha caracterizado por su importante inversión en aspectos sociales, por lo que se ha ubicado dentro de la categoría de países considerados con un alto desarrollo humano y cuenta con un ambiente favorable de inversión y negocios.

El sector eléctrico de Costa Rica se caracteriza por un modelo no competitivo de mercado con la presencia de un actor estatal dominante: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en todos los segmentos (generación, transmisión y distribución). Sin embargo con la Ley N° 7200 promulgada en 1990, y posteriormente con la Ley N° 7508, se permite la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Por otro lado y a pesar de la rigidez del marco regulatorio, el país ha alcanzado un nivel de cobertura eléctrica superior al 99% y una matriz energética con el 96% de su generación a base de fuentes renovables (2009)<sup>1</sup>.

Actualmente Costa Rica está en un proceso de transición para reformar la Ley General de Electricidad (LGE). Se espera que para el 2012, este proyecto de ley se haya definido para dar claridad a los inversionistas.

Dentro del sector eléctrico, la generación la realizan dos empresas públicas: el ICE y la CNFL, dos cooperativas (Coopeguanacaste y Coopelesca), dos empresas

municipales (JASEC y ESPH) y empresas privadas. La transmisión está bajo la responsabilidad del ICE y la distribución es responsabilidad de ocho empresas de servicio público.

Desde 1990, la capacidad instalada del Sistema Interconectado costarricense creció a un ritmo promedio interanual del 5.3%, sin cambios bruscos entre períodos, respecto a dicha tasa media. Si bien la participación estatal en la generación disminuyó respecto a 1995, sigue siendo dominante con el 80% del total en el 2009. Este valor prácticamente se ha mantenido constante desde el año 2000.

A diferencia de todos los países de la región, Costa Rica es el único que no tiene ninguna ley definida para promover el desarrollo de proyectos de energía renovable, sino que como único incentivo se contempla el otorgamiento a las empresas desarrolladoras de las mismas exoneraciones que posee el ICE en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua.

En relación con el marco tarifario aplicable a energías renovables, debido al modelo del sector costarricense que presenta la figura de comprador único, cualquier generador debe entrar en relaciones contractuales con el ICE. Por su parte, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) debe dar su aprobación para el esquema tarifario utilizado, proceso que por lo general involucra el establecimiento de un precio techo.

La tarifa puede ser monómica o recompensar potencia y energía por separado. El precio monómico equivalente se ubica alrededor de los 80 USD/MWh, aunque existen registros de precios cercanos a los 100 USD/MWh para los proyectos nuevos.

Por problemas legales y de interpretación de las leyes, desde el 2002 no hay fijación de tarifas para centrales de energía renovable. La única tarifa vigente data del 2002, la cual está desactualizada y no es atractiva para desarrollos nuevos y para centrales en operación ya que no da mucha rentabilidad para los socios. Hay dos

1 La Nación, 2011

problema adicionales: el primero consiste en el hecho de que las fijaciones tarifarias son anuales y no deben estar escritas en el Contrato de Compra-Venta de Energía, por lo que se incorpora el riesgo de desconocer la tarifa en el futuro, lo que provoca que prácticamente los contratos que se firmen no sean bancables. El segundo problema es que la ARESEP pretende que las tarifas fijadas sean máximas y que se deba negociar con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), como actor dominante, la tarifa final.

Por otro lado, Costa Rica es parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996, y prevé el marco jurídico regional. También rige la participación de los agentes en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y las transacciones comerciales de los intercambios de energía. Este tratado considera el interés de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica mediante el desarrollo de un mercado regional competitivo, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos regionales de generación. Dentro de este marco se han logrado constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino también para operar el funcionamiento del sistema, como lo son el CEAC, el EOR, la CRIE, y la EPR que es la ejecutora física de la línea del SIEPAC. Como parte del Reglamento del MER se tiene aparte del Tratado Marco, sus dos protocolos y sus reglamentos. Desde el 2010 entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER (RMER) y se espera entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011. Costa Rica todavía no ha aprobado el Protocolo II, el cual actualmente se discute en la Asamblea Legislativa (bajo el expediente 16971).

En el 2008 Costa Rica fue el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER con un 33.16% del total. Sin embargo, en el 2009, Costa Rica inyectó solamente un 18.50% del total aportado por el resto de los países, después de Panamá, Guatemala y El Salvador. En cuanto a las compras, en el 2008 Costa Rica fue el cuarto mayor país que retiró energía del MER con 10.36%. Sin embargo, en el 2009 fue el segundo país con mayores retiros de energía en el MER con un 22.28%, pero muy por debajo de El Salvador que compró un 56.09% de la energía.

La implementación del MER requiere un determinado nivel de armonización de las normativas regulatorias de los sectores eléctricos de los diversos países que lo integran. En líneas generales, se puede enunciar

los siguientes puntos que requieren una coordinación armónica entre las normativas nacionales y las del MER: factibilidad de transmisión internacional; compatibilidad en los sistemas y base de datos; prioridad en los contratos y participantes a nivel nacional; capacidad del centro de despacho nacional para participar de un despacho regional; parámetros de seguridad, calidad y desempeño.

En otro orden de cosas, la normativa regional debe cuidarse de no introducir barreras a proyectos pequeños (menores a 10 MW) que solo participan en mercados nacionales.

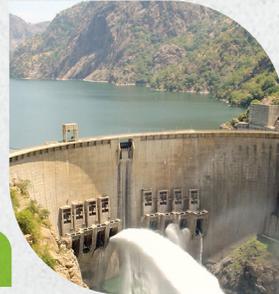
Por otro lado, se evaluaron otras propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa.

Dentro de las perspectivas y desafíos que se tienen para el MER está convertir al sistema en uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a fin de contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar economías de escala, generar mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y atraer la inversión extranjera, ya que se dispondrá de una red más segura y de mayor capacidad para consolidar el MER.

Al final del documento se expone una matriz comparativa de los marcos regulatorios, incentivos y tarifas de los países de Centroamérica y Panamá, con el objetivo de conocer y analizar sus diferencias y similitudes.

# SECCIÓN 2

# INTRODUCCIÓN



## 2. Introducción

### 2.1 Antecedentes del estudio

El siguiente documento es uno de los resultados de la implementación del Proyecto “Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá” (ARECA, por sus siglas en inglés). El Proyecto ARECA es implementado a nivel centroamericano por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional y abarca todos los países del área: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Su objetivo global es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al promover el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad, al mismo tiempo que el desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es lograr catalizar inversiones en proyectos de generación eléctrica pequeños y medianos (menores a 10 MW), fortaleciendo el rol catalizador del BCIE como ente financiero para la energía renovable. Esto conlleva a la identificación y remoción de barreras y la mitigación de algunos de los riesgos de las instituciones financieras a través de un mecanismo de garantías parciales de crédito. Se espera que a lo largo del proyecto se logre la instalación de un mínimo de 30-40 MW de energía renovable y se evite la emisión de 172,000 toneladas de dióxido de carbono por año.

En este contexto, el proyecto ARECA ha decidido promover la creación de un análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad (energía y potencia) de plantas de energía renovable en la región. El análisis comparativo del marco regulatorio para energías renovables en Costa Rica pretende servir de referencia para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable; a su vez, dada la diversidad de normativas existentes en la temática de energía renovable, se considera en el análisis los diferentes mercados desarrollados

a nivel mundial en la temática y las diferencias que pudieran existir en el desarrollo de estos sistemas en la República de Costa Rica. Finalmente y tomando en cuenta que el Mercado Eléctrico Regional (MER) comenzará a operar en su etapa definitiva en el segundo semestre de 2011, y que es de suma importancia que además de los gobiernos y las empresas estatales -que han sido los que han llevado la iniciativa durante la ejecución del Proyecto SIEPAC- sean los agentes privados los llamados a darle vida al mercado una vez que este comience a operar, el presente trabajo analiza y propone una serie de recomendaciones desde el punto de vista regulatorio y técnico, por parte de los actores involucrados en el sector energético y el MER, con el fin de que los diferentes agentes que interactúen en este mercado puedan actuar libremente y así se materialicen los beneficios que traerá la competencia a los consumidores finales de este mercado regional.

En la elaboración del documento se utilizaron diferentes fuentes de información pública, sobre todo para procurar los datos estadísticos que sustentan el análisis, y para levantar la información relativa a los marcos legales y normativos que regulan el mercado eléctrico del país. Principalmente se utilizaron los datos publicados en el informe “Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2009” de la CEPAL. También se obtuvo información valiosa de entrevistas que sostuvieron miembros del equipo consultor con representantes de los generadores y de autoridades de gobierno vinculadas con el sector. Cabe destacar también el uso de otros estudios realizados bajo el proyecto ARECA, principalmente los “Análisis del Mercado de Energía Renovable de Centroamérica y Panamá” y las “Guías para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá”, ambos disponibles en el sitio web de ARECA.

El presente documento está dividido en las siguientes secciones:

**Contexto general:**

Inicia con la presentación de indicadores de desarrollo relevantes. Se realiza una reseña del sistema de gobierno, de la geografía, del clima y de los recursos naturales del país; elementos que permiten posicionar elementos de atractivo y condiciones locales del país para el desarrollo de la energía renovable.

**El marco regulatorio del sector eléctrico y las energías renovables.**

Esta sección describe los aspectos generales del marco regulatorio del sector, incluyendo las leyes y normativas que gobiernan a los actores del sector y destaca aquellas relevantes para generadores que utilicen energías renovables. Asimismo, se describen los incentivos que brinda Costa Rica para la promoción de proyectos de energía renovable.

Adicionalmente, se incluye una breve discusión acerca de la evolución del sector conforme se introdujeron los cambios más significativos en el marco regulatorio.

**Análisis del marco tarifario aplicable a energías renovables**

Plantea una descripción exhaustiva acerca de las tarifas aplicadas en el sector en general, y las energías renovables, en particular. Incluye una discusión acerca de las metodologías para los cálculos tarifarios aplicados por los entes reguladores correspondientes, los mecanismos de negociación resultantes de la normativa regulatoria vigente y la evolución histórica de los precios.

**Generación, transmisión y distribución**

Presenta en detalle el funcionamiento de cada uno de estos aspectos del mercado energético, junto con un listado de los actores relevantes en cada uno de ellos.

**El Mercado Eléctrico Regional (MER)**

Esta sección presenta el reglamento del MER, su constitución y alcance. Adicionalmente, se realiza una discusión de los requisitos necesarios para la equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER, incluyendo: esquemas tarifarios propuestos para el MER, propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable (basados en experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa). También se discuten los efectos potenciales del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales; la sección cierra con la mención de las principales perspectivas y desafíos para la exitosa incorporación del país al MER.

**Análisis comparativo**

Por último, el análisis realiza una comparación del marco regulatorio, incentivos y tarifas respecto de los demás países centroamericanos (incluyendo Panamá), resaltando los principales puntos en común y de divergencias entre los distintos esquemas normativos.

Las conclusiones y recomendaciones se presentan en la sección ocho.

**2.2 Objetivos**

El objetivo principal de este documento es presentar un análisis comparativo de los diferentes marcos regulatorios, políticas, incentivos y sistemas tarifarios de precios existentes para la generación de energía renovable en Costa Rica, en relación con los demás países de Centroamérica y Panamá, desplegando las ventajas existentes, limitantes y acciones por tomar para formar parte del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Para alcanzar dicho objetivo, el presente estudio buscará:

1. Constituir una definición tarifaria para Centroamérica y Panamá de forma que permita medir mediante las ofertas de precios, la disponibilidad de los recursos de generación y demandas de energía de los comercializadores,

la efectividad de la compra de electricidad de plantas de energía renovable en la región, bajo un panorama integracionista del sistema eléctrico regional y considerando cada uno de los marcos regulatorios existentes.

2. Organizar los elementos esenciales del mercado a efectos de permitir una tabulación concisa y clara de sus características en la República de Costa Rica, lo que permitirá realizar comparaciones rápidas entre los países de Centroamérica en relación con el marco regulatorio, los incentivos para proyectos de energía renovable y el sistema tarifario. Así, el documento servirá como una referencia tanto para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energías renovables como para tomadores de decisiones a nivel de política regional/local. Durante este mismo estudio se incluirán las experiencias de los mercados desarrollados a nivel mundial para identificar políticas aplicables al mercado energético de Costa Rica.

3. Efectuar recomendaciones desde el punto de vista regulatorio y técnico que permitan a los diferentes agentes del MER materializar los beneficios potenciales derivados de la competencia a nivel regional.

4. Desarrollar un documento de análisis que apoye a los emprendedores hacia la realización de proyectos de energías renovables en la República de Costa Rica, con el fin de reducir la dependencia en combustibles fósiles y la consecuente contaminación ambiental.

5. Desarrollar un documento de investigación actualizado que contribuya al proceso de integración y desarrollo de políticas que mejoren las condiciones de inversión y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.

## 2.3 Aspectos generales del país bajo análisis

El propósito de esta sub-sección es presentar una serie de indicadores generales sobre la geografía, la economía y los principales aspectos sociales que permitan contextualizar el análisis del marco regulatorio de la República de Costa Rica.

Tabla 1 - Información general sobre Costa Rica

### PRINCIPALES INDICADORES

Capital.....	San José
Superficie total.....	51,100 km <sup>2</sup>
Población total.....	4.64 millones (2010)
División territorial.....	7 provincias, 81 cantones
Línea costera.....	1,290 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda.....	Colón (1 US\$ = 520.68 c al 2010 prom. anual compra)
PIB per cápita.....	US\$ 7,717.1 (2010)
Calificación de riesgo país.....	55.1 (Septiembre de 2010 - Institutional Investors)
Analfabetismo.....	3.8 %

#### ÍNDICES:

Desarrollo Humano.....	0.725 (posición 62 entre 169 países)
Competitividad.....	4.3 (posición 56 entre 139 países)
Derechos Políticos.....	1 (1= libre, 7= no libre)
Libertades Civiles.....	1 (1= libre, 7= no libre)



Fuente: Ver pie de página<sup>2</sup>

## 2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima

Con una superficie de 51,100 km<sup>2</sup>, Costa Rica es un país muy montañoso y la mayor parte de su territorio está formado por elevaciones de entre 900 y 1800 metros sobre el nivel del mar. El punto más alto se observa en el Cerro Chirripó (Cordillera de Talamanca) a 3,820 m. El sistema montañoso está dividido en cuatro cordilleras: Cordillera de Guanacaste, Cordillera de Tilarán, Cordillera Central y Cordillera de Talamanca. El Valle Central, que concentra la mayoría de la población del país, se encuentra a las alturas medias, y se ubica entre la Cordillera Central (por el lado Norte) y la Cordillera de Talamanca (por el lado Sur). En cuanto a la actividad volcánica, el más alto es el Volcán Irazú, con 3,431 m.

<sup>2</sup> SIECA, 2011

Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010

Analfabetismo: CEPAL, 2010

Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010

Competitividad: World Economic Forum, 2010

Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

La distribución de la precipitación es muy irregular debido principalmente a la influencia de los sistemas montañosos que atraviesan el país de Noroeste a Sureste. La precipitación más baja es de 1,200 mm y se registra en la región del Pacífico Norte. Las precipitaciones más altas son de 7,500 mm, y se localizan en la Vertiente del Caribe, y a lo largo de las cordilleras. La temporada seca va desde diciembre hasta mayo; el resto del año (junio hasta noviembre) es considerado temporada húmeda.

También la temperatura está muy ligada al relieve (Instituto Meteorológico Nacional, 2010). Las regiones más cálidas se localizan en las costas y llanuras, donde la temperatura media es mayor a los 26°C. Las temperaturas medias más bajas se localizan en el centro y sureste del país, específicamente sobre la Cordillera Volcánica Central y la Cordillera de Talamanca, donde la variación oscila entre 10°C y 16°C.

El ordenamiento de las cuencas está muy relacionado con la conformación montañosa del país. Se agrupan en dos vertientes principales: la de los ríos que drenan directamente en el Océano Pacífico (cuyos ríos principales son el Tempisque, Bebedero, Tárcoles, Parrita, Savegre, Térraba y Coto Colorado), y la Vertiente del Caribe. En esta se reconocen dos grupos de ríos, los afluentes del río San Juan (cuyos ríos principales son Frío, San Carlos y Sarapiquí), y los que drenan directamente en el mar Caribe (ríos Reventazón, Parismina, Pacuare, Matina, Estrella y Sixaola)<sup>3</sup>.

### 2.3.2 Potencial de Recursos Renovables

En Costa Rica se estima el siguiente potencial de recursos renovables:

Tabla 2 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL BRUTO	POTENCIAL IDENTIFICADO (Incluye instalado)	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrica	25,500	6,474	1,511	23%
Geotermia	865	257	159	62%
Eólico	600	274	116	42%

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Instituto Costarricense de Electricidad, 2009

### 2.3.3 Población

La población total de Costa Rica en el año 2010 asciende a 4.64 millones SIECA, 2011. Su densidad es de 91 habitantes por km<sup>2</sup>. Cerca de la mitad de la población reside en la Gran Área Metropolitana (GAM), la cual a su vez abarca las principales ciudades del país: San José, Alajuela, Heredia y Cartago. También son de importancia Limón y Puntarenas, ubicadas en las costas, y las ciudades de Liberia, Ciudad Quesada y San Isidro de General.

Según datos de CEPAL, 2010, el 66% de la población es urbana. La población ha crecido entre los años 2000 y 2009 a un ritmo de 1.54% interanual<sup>4</sup>.

### 2.3.4 Indicadores Sociales

Costa Rica se ha caracterizado por su importante inversión en aspectos sociales, lo que le ha valido ubicarse dentro de la categoría de países considerados con un alto desarrollo humano de acuerdo con el índice (IDH) publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Esta es una medida estándar para medir la calidad de vida, sobre todo en términos de esperanza de vida, educación e ingreso por habitante. En la encuesta publicada por el PNUD en el 2010 ocupó la posición número 62 entre 169 países, con una calificación de 0.725.

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 78 años, una de las más altas a nivel mundial. Por otro lado, según datos del World Health Organization (WHO, 2009) la tasa de mortalidad infantil reportada es de 10 por cada 1000 niños nacidos vivos. Reporta una tasa de alfabetización cercana al 97%. En el 2007 registró un 18.7% de población en condiciones de pobreza y un 5.3% de población en condiciones de indigencia<sup>5</sup>.

3 El lector podrá encontrar el mapa completo de la Hidrografía de Costa Rica CNE, 2010

4 Cálculos propios según Banco Mundial, 2010 (para el período 2000-2009)

5 CEPAL, 2010

### 2.3.5 Sistema de Gobierno

Tabla 3– Poder Ejecutivo Electo

PRESIDENTE ACTUAL	Laura Chinchilla Miranda (Electa en el cargo desde el 8 de mayo del 2010)
PARTIDO POLÍTICO	Liberación Nacional
PERÍODO PRESIDENCIAL	8 de mayo del 2010 al 8 de mayo del 2014

El gobierno costarricense se divide en tres poderes distintos e independientes entre sí: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial. El Poder Legislativo es ejercido por una Asamblea Legislativa (unicameral) que se compone de 57 diputados elegidos por períodos de cuatro años. En el momento de la redacción de este trabajo (abril del 2011) los que tienen mayor número de representantes son el Partido Liberación Nacional (con 23 diputados) y el Partido Acción Ciudadana (con 12 diputados).

El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, dos Vicepresidentes y los Ministros de Gobierno. El Poder Judicial lo ejerce la Corte Suprema de Justicia, la cual está conformada por 22 magistrados que son electos por la Asamblea Legislativa por períodos de ocho años. No existe la figura de gobernador de provincia. Los gobiernos locales o municipalidades, son electos por voto popular cada cuatro años. Son sometidos al voto popular los cargos de alcalde, regidor (concejal) y los síndicos.

### 2.3.6 Aspectos Económicos

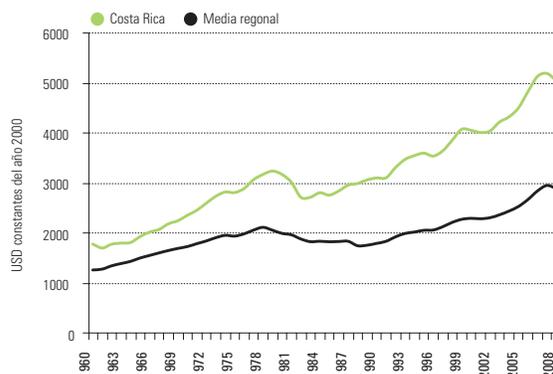
De acuerdo con el Sistema de Estadísticas de Comercio de Centroamérica SIECA, 2011, el PIB per cápita costarricense en el 2010 es de 7,717.1 USD en precios corrientes. Este se encuentra por encima de la media de la región, que se ubicó en 3,503.4 USD (2010).

Tal como puede apreciarse en el Gráfico 1 - PBI per cápita, el crecimiento del país ha sido prácticamente ininterrumpido (solamente el final de la década de los setenta y el final de la primera década del dos mil son las únicas excepciones). La mayor pendiente observada desde mediados de los años ochenta indica que Costa Rica creció a un ritmo mayor que la media de los países incluidos en la muestra.

Un aspecto interesante por recalcar es que Costa Rica se caracteriza por una baja participación del sector agrícola dentro de su producción total. En el 2008, el sector agrícola

representó apenas un 7.1% del PIB. La industria, en tanto, generó el 27.2% del PIB del mismo año. El sector terciario (de servicios) representa una proporción importante de la producción, con un 65.7% del total<sup>6</sup>.

Gráfico 1 - PBI per cápita en dólares constantes el año 2000



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Banco Mundial, 2010

La economía costarricense muestra un grado de apertura particularmente alto. Sus exportaciones totales alcanzaron en el 2008 un total de US\$9,566.3 millones. Sin embargo, este nivel de exportaciones no alcanza para cubrir las importaciones, que en el mismo año alcanzaron un total de US\$14,550.6 millones. Este déficit en la cuenta corriente se mantiene desde 1980, factor que ha sido permitido por la importante inversión extranjera directa que ascendió a US\$2,021 millones en el 2008<sup>7</sup>.

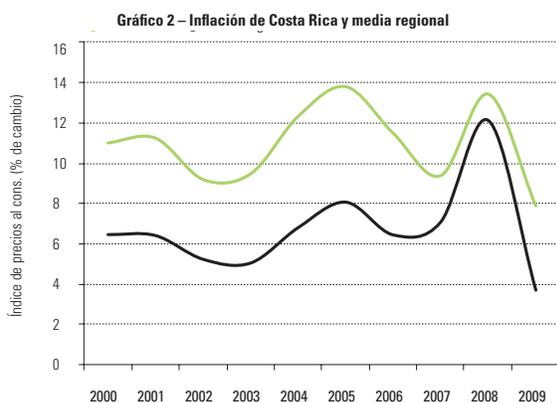
En términos de competitividad, medida de acuerdo con el índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país ha venido mostrando avances importantes al pasar de la posición 63 en el período 2007-2008, a la posición 56 en el período 2010-2011. La calificación obtenida en este último período fue de 4.3, la cuarta posición en Latinoamérica después de Chile, Puerto Rico y Panamá<sup>8</sup>.

Como se puede apreciar en el Gráfico 2, la inflación en Costa Rica (medida como el cambio porcentual en el índice de precios al consumidor) se ubica debajo de los dos dígitos, aunque por encima de la media regional. Cabe destacar, de todos modos, que en los últimos años la brecha entre ambas se redujo.

6 Banco Mundial, 2010

7 CEPAL, 2009

8 World Economic Forum, 2010



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Banco Mundial, 2010

En cuanto a la percepción del riesgo país y las perspectivas para la economía costarricense<sup>9</sup>, Moody's<sup>10</sup> mejoró la calificación de riesgo de las emisiones de deuda pública de largo plazo en moneda extranjera para Costa Rica en septiembre del 2010. Pasó de Ba1 (sub-grado de inversión) a Baa3 (grado de inversión) con perspectiva estable. La mejora estuvo sustentada en los siguientes argumentos: i) la métrica de la deuda pública que seguirá bien fundamentada vis a vis la de otros países con igual calificación; y, ii) la habilidad de enfrentar choques externos y evitar crisis de balanza de pagos. La calificadora también resaltó las mejoras en la posición fiscal de años anteriores que permitió en épocas de crisis adoptar políticas contracíclicas. Asimismo, señaló la necesidad de adoptar ajustes tributarios para incrementar los ingresos, y pagar y reducir deuda a los niveles previos a la crisis. Finalmente, Moody's resaltó que la reciente crisis financiera constituyó una forma de "stress-test" que fue superado a pesar de la alta dolarización de la economía y del régimen cambiario de bandas.

La tendencia del endeudamiento público ha sido creciente desde la crisis. El resultado financiero del gobierno central se ha deteriorado notablemente. Según el Programa Macroeconómico del Banco Central de Costa Rica el déficit del gobierno central cerraría en 4.9% del PIB en el 2010 (3.4% en el 2009); en tanto que el déficit del sector público global en 5.2% (3.9% en 2009).

9 Los datos de deuda y calificación crediticia reproducidos en este apartado se obtuvieron en el Consejo Monetario Centroamericano, 2010

10 Moody's Corporation es la sociedad matriz de Moody's Investors Service, una agencia de calificación de riesgo que realiza la investigación financiera internacional y el análisis de las entidades comerciales y gubernamentales.

Ambos factores, sin embargo, deben ser entendidos en el contexto actual de crisis global.

## 2.3.7 Infraestructura Básica

Tabla 4 – Indicadores de Infraestructura de Costa Rica

PRINCIPALES PUERTOS	Caldera (Pacífico) Limón (Caribe)
AEROPUERTOS INTERNACIONALES	Juan Santamaría (San José) Daniel Obuder (Liberia) Tobías Bolaños (San José) Limón
RED DE CARRETERAS PAVIMENTADAS	35,330 km (2004)
SIN PANIMENTAR	8,621 km 26,709 km
TELEFONÍA	
Líneas fijas	1.50 millones (2009)
Líneas celulares	1.95 millones (2009)
USUARIOS DE INTERNET	1.46 millones (2008)

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CIA, 2011

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA en el 2009<sup>11</sup>. El ranking resulta del promedio de tres categorías de indicadores: 1) el stock existente de infraestructura en cada país (incluido el expertise disponible), 2) la situación macro-económica actual del país –esto es, si el país está en condiciones de realizar obras de infraestructura- y 3) la capacidad esperada en el futuro para la construcción de nueva infraestructura. Este último componente se basa en el Índice de Capacidad de Creación de Infraestructura (CCI), elaborado por la misma empresa. Este índice recopila información de ocho variables:

1. Visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo;
2. Capacidad de planificación técnica del sector público;
3. Capacidad estratégica del sector público, o sea, de llevar a cabo el proyecto;
4. Tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país (y su aporte a la competitividad);
5. Capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen;

11 Competitiveness Group Long-Term Assets (CG/LA), empresa asentada en Washington dedicada a estudios de consultoría en materia de infraestructura. Elabora el ranking de infraestructura para Latinoamérica desde el año 2006.

6. Desempeño de largo plazo de los proyectos;
7. La existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés);
8. Presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones, que ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

Específicamente, el ranking general se desglosa en cinco componentes: energía eléctrica, transporte y logística, agua/cloacas, infraestructura digital y el índice CCI propiamente dicho. La calificación en el ranking general se basa en una escala de cero a 100, y resulta de la combinación de la calificación asignada a cada uno de los cinco componentes.

En la Tabla 5 se muestra la calificación general obtenida por cada uno de los países de la región y su posición dentro de los 23 países incluidos en el análisis. Se muestra además la calificación obtenida en cada uno de los subsectores de la infraestructura comprendidos dentro del índice general, así como su respectiva posición en ese rubro particular.

**Tabla 5 - Ranking 2009 de infraestructura de la CG/LA**

PARÁMETRO		CR	ES	GUA	HON	NIC	PAN
Electricidad	Puntaje	13.55	10.82	11.30	12.00	9.87	14.81
	Posición	12	17	16	15	21	8
Transporte	Puntaje	6.98	4.90	5.76	4.66	2.21	11.88
	Posición	12	17	15	18	23	3
Servicios digitales	Puntaje	11.48	10.08	8.26	9.24	9.10	8.96
	Posición	10	14	19	15	16	18
Agua y cloacas	Puntaje	5.67	3.62	3.20	3.26	2.42	5.46
	Posición	9	17	20	19	22	10
CCI	Puntaje	27	45	33	23	21	56
	Posición	12	7	11	15	18	1
General	Puntaje	42.58	47.26	39.75	36.00	30.80	63.93
	Posición	11	10	14	17	22	2

Fuente: Elaboración propia con base a datos de CIA, 2011

A nivel general, Costa Rica se ubica en tercer lugar, después de Panamá y El Salvador (de acuerdo con la publicación original, el scoring de Costa Rica “es bajo debido al número de proyectos de infraestructura que no pudieron avanzar en los últimos cuatro años”) <sup>12</sup>. En los ítems de electricidad, transporte, servicios digitales y aguas/cloacas, Costa Rica solo es superada por Panamá.

## 2.3.8 Conclusiones

Costa Rica se ha caracterizado por una importante inversión en aspectos sociales, lo que le ha valido ubicarse dentro de la categoría de países considerados con un alto nivel de desarrollo humano. El país ha sacado provecho de sus recursos naturales y energéticos, logrando que el relativo avance en aspectos sociales haya ido acompañado de desarrollo económico. El ingreso por habitante alcanzó los US\$ 7,717.1 en el 2010. Si bien en los últimos años hubo una ligera caída en el ingreso<sup>13</sup>, la tendencia de largo plazo es creciente y claramente por encima de la media regional.

Es procedente reseñar en este contexto el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008, sobre los modelos de inserción en la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, el caso de Costa Rica se ajusta a un modelo que se caracteriza por: a) una inserción internacional basada en una mayor incorporación tecnológica, que combina la agro-exportación no tradicional con el desarrollo de un conglomerado industrial de alta tecnología y de servicios, b) no hay altos volúmenes de migración, ni flujos de remesas, c) una mayor capacidad de atracción de inversión extranjera directa (estos dos últimos puntos destacados en nuestro análisis de la balanza de pagos en la sub-sección 2.3.6), d) un alto nivel de exportaciones orientadas a mercados extra regionales, y e) indicadores sociales y económicos medio-altos. Este modelo es menos vulnerable a la competencia internacional de exportaciones intensivas en mano de obra y ofrece menores riesgos de fuga de mano de obra especializada.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en Costa Rica es favorable. Esto también queda confirmado por su calificación en el índice de competitividad y por su calificación de riesgo país. El país ha sido exitoso en la atracción de inversión extranjera. Resulta también relevante comentar que Costa Rica ha alcanzado niveles altos de cobertura eléctrica (99.1%) y de consumo eléctrico (2,031 KWh/cápita/año)<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> CEPAL, 2009

<sup>14</sup> Datos: Cobertura eléctrica obtenida de CEPAL, 2009; consumo per cápita obtenido de acuerdo con CEPAL, 2009 y Banco Mundial, 2010.

## 2.4 Situación actual del sector energético de Costa Rica

**Tabla 6 – Características principales del sector energético de Costa Rica**

CAPACIDAD INSTALADA	2.500.5 MW (2009)
CENTRALES	65 (32 públicas y 33 privadas)
COBERTURA	99.10%
GENERACIÓN	Pública (80%) y privada (20%) (año 2009)
TRANSMISIÓN	Pública únicamente (ICE)
DISTRIBUCIÓN	Pública (ICE y Compañía Nacional de Fuerza y Luz) Cooperativas (Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopeasantos y Coope-Alfaro Ruiz) Empresas municipales (ESPH y JASEC)

Fuente: Elaboración propia con base a datos de CEPAL, 2010

El sector eléctrico costarricense se caracteriza por un modelo no competitivo de mercado con la presencia de un actor estatal dominante: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en todos los segmentos (generación, transmisión y distribución).

En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó la Ley N° 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Sin embargo, el alcance de esta legislación fue muy reducido. En un inicio, limitó la participación privada a una proporción no mayor del 15% de la potencia del sistema eléctrico nacional y con plantas no mayores de 20 MW. Mediante la Ley N° 7508, que reformó en 1995 la Ley N° 7200, se amplió el espacio a la iniciativa privada, permitiendo su participación en proyectos de hasta 50 MW bajo la modalidad de "Build, Operate and Transfer" (BOT, por sus siglas en inglés. En español: construir, operar y transferir). Nuevamente circunscribe su ámbito de participación a la energía renovable y hasta un límite de 15% más de la potencia del sistema eléctrico nacional. Aunque en teoría el sector privado podría representar hasta un 30% de la capacidad total instalada, diferentes obstáculos de índole legal han limitado su participación. Al respecto, en 1998 se da la problemática de la falta de competencia legal del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) para otorgar concesiones de aprovechamiento de agua para el desarrollo de fuerzas hidráulicas e hidroeléctricas, por el vacío legal producido con la derogatoria de la Ley No 258 del SNE por parte de la Ley N° 7593 de la ARESEP.

Esta situación impidió el otorgamiento de nuevas concesiones y la construcción de nuevas centrales por parte del sector privado bajo esta modalidad.

Adicionalmente, a partir de finales de los años noventa, se dieron cuestionamientos por parte de la Procuraduría General de la República y la Contraloría General de la República respecto a algunos elementos de la fijación de tarifas y sus fórmulas de ajuste para el caso de algunos proyectos de generación privada (ver por ejemplo, Informe N° DFOE-PR-1-2005 de la División de Fiscalización Operativa y Evaluación de la Contraloría General de la República). Esto aumentó la complejidad del panorama para este tipo de proyectos, en particular en el caso de los proyectos hidroeléctricos, en torno a los cuales surgieron diversas expresiones de oposición por parte de algunos grupos ambientalistas y otras organizaciones locales, particularmente en zonas del país donde se concentraban varios proyectos.

En mayo del 2009 se promulgó la Ley N° 8723 (Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica) lo que permitió contar nuevamente con una Ley Marco que autorizara a la Dirección de Recursos Hídricos del MINAET a otorgar concesiones de fuerza hidráulica para generación eléctrica, revirtiendo en algún grado la incertidumbre que habían venido enfrentando los desarrolladores privados.

En la actualidad y en consecuencia de lo mencionado anteriormente, la generación privada no sobrepasa el 21% del total de la energía del país.

A continuación se describen las funciones con respecto a las instituciones relevantes para el funcionamiento del sector eléctrico:

- El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET): es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico. Así como también, tramitar y otorgar los permisos y concesiones referentes a la materia de competencia.
- La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): es el ente regulador del sector eléctrico. Regula todos los segmentos desde generación hasta distribución y establece los precios, peajes y tarifas correspondientes.
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): por medio de la gerencia de electricidad, el ICE participa en el mercado a través de seis Unidades

Estratégicas de Negocios: Producción de Electricidad, Transporte de Electricidad, Servicio al Cliente (distribución), Proyecto y Servicios Asociados, Centro Nacional Control de Energía (CENCE) y Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE).

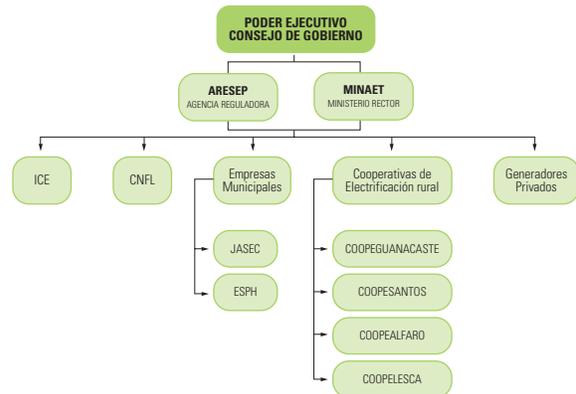
- Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA): es el órgano de desconcentración máxima del MINAET, cuyo propósito fundamental es armonizar el impacto ambiental con los procesos productivos y analizar y resolver las evaluaciones de impacto ambiental.

El sistema de transmisión está conformado por 1,810 km de líneas a dos niveles de voltaje: 230 y 138 kV. El ICE es el único gestor y responsable de la transmisión de electricidad y tiene la funciones de planificación, operación, mantenimiento y comercialización del sistema. La transmisión es un servicio público regulado por la ARESEP.

El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 kV. En la distribución participan mayoritariamente el ICE y su subsidiaria la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), aunque también tienen una menor participación dos empresas municipales: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) y cuatro cooperativas de electrificación rural (Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos y Coope-Alfaro Ruiz); todas las anteriores con áreas de concesión establecidas y reguladas por la ARESEP. Si bien en términos porcentuales el papel de estas últimas es reducido, han tenido un impacto muy importante en lograr un alto grado de electrificación en la zona rural.

En la siguiente figura se muestra la estructura del sector eléctrico de Costa Rica.

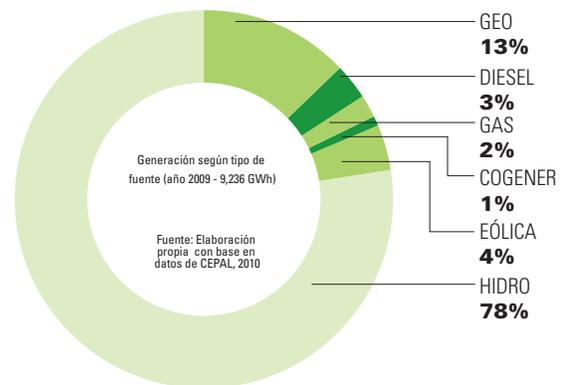
Figura 1. Estructura del sector eléctrico de Costa Rica



Fuente: Grupo ICE

Por otro lado y a pesar de la rigidez del marco regulatorio, el país ha alcanzado un nivel de cobertura eléctrica superior al 99.1%. Ha logrado incrementar la capacidad instalada (ver sub-sección 3.2) y mantener una proporción alta de generación a base de fuentes renovables. La energía geotérmica y eólica forman parte de la matriz de generación desde los años 90. Hoy en día el país cuenta con 65 centrales eléctricas con una capacidad total de 2,500 MW; de ellas, 32 son de empresas públicas y 33 de propiedad privada. Las plantas a base de fuentes renovables aportaron un 95% de la generación en el 2009; la tecnología hidráulica fue la más utilizada.

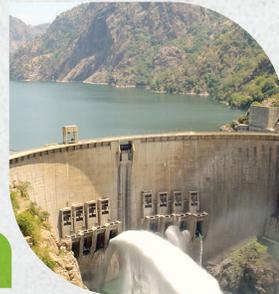
Gráfico 3 – Generación según tipo de fuente (año 2009 - 9,236 GWh)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

# SECCIÓN 3

# MARCO REGULATORIO



# 3. Marco Regulatorio

## 3.1 Descripción del Marco Regulatorio

Esta sub-sección busca describir el entorno legal y regulatorio que rige el sector de energía eléctrica de Costa Rica.

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) es la institución responsable del Estado en Costa Rica en formular y coordinar las políticas, planes y programas del subsector eléctrico. El ente regulador del sector eléctrico es la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), adicionalmente, es la encargada de establecer los precios, peajes y tarifas correspondientes, además de velar por el cumplimiento de las normas.

El esquema de mercado se encuentra entre monopolio y comprador único. El ICE es el único comprador de energía, además de tener las funciones de despacho y expansión de la red de transmisión.

El sector eléctrico costarricense se basa en el siguiente marco legal:

- Constitución Política en temas como concesiones de agua, ambiente, vigencia de tratados internacionales.
- Ley que establece las funciones del MINAET como rector del sector Ley N° 7512.
- Ley de Creación de la ARESEP como regulador del sector Ley N° 7593<sup>15</sup>.
- Ley de Creación del ICE (actor dominante) Decreto Ley N° 449<sup>16</sup>. Este instituto es el responsable del desarrollo racional de las fuentes generadoras de energía, sobre todo en recursos hídricos.
- Ley que establece el monopolio del recurso geotérmico a favor del ICE, Ley N° 5961, del 6/12/1976<sup>17</sup>.
- Ley N° 7848 de aprobación del TM-MEAC, además designa al ICE como agente único de Costa Rica con reconocimiento para operar en el mercado regional.

- Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660, que da al ICE opciones de asociación empresarial.
- Ley N° 7200. Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre de 1990. Reformada por Ley N° 7508, de mayo de 1995<sup>18</sup>, que regula la generación autónoma o paralela en el primer capítulo y los BOT en el segundo.
- Ley N° 8723. Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica. Establece el marco regulatorio para otorgar concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica<sup>19</sup>.
- Ley N° 8345. Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, marzo 2003<sup>20</sup>, que regula la participación de las cooperativas de electrificación rural y de las empresas de servicios públicos municipales en la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Ley N° 7447. Ley de Uso Racional de la Energía.
- Ley N° 7789. Ley de transformación de la ESPH en una sociedad anónima de utilidad pública (Ley N° 5889).
- Ley N° 7799, reforma de la Ley de creación de la JASEC (Ley N° 3300).
- Ley N° 2 del 8 de abril de 1941, creación de la CNFL.

A continuación se presenta un resumen sobre las leyes más importantes del sector:

### **Ley N° 449: Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de abril de 1949.**

Esta Ley le encomienda al ICE el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del Instituto ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento

15 ARESEP, 2008

16 Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2011

17 Ídem

18 Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2011

19 Ídem

20 Ídem

de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.

Le otorga al Instituto la más completa autonomía, a fin de que esté en mejor posición para llenar sus objetivos. Señala además que, como institución autónoma, ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo, guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo. Si bien se considera que el ICE ejerce sus funciones en forma monopólica, este monopolio es de hecho y no de derecho. Esto por no haber referencia a este término en la ley.

Asimismo, como una de las finalidades específicas que se le encomienda está la de conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua, tarea en que deberán ayudar el Servicio Nacional de Electricidad (posteriormente transformado en Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ARESEP) y los Ministerios de Agricultura y Obras Públicas, por medio de un programa de cooperación mutua<sup>21</sup>.

**Ley N° 7593: Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de agosto de 1996.**

Mediante esta ley se transforma el Servicio Nacional de Electricidad en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). La Ley somete los servicios públicos a la regulación de esta institución y le encomienda la responsabilidad de asegurarse de que dichos servicios se presten bajo el principio de servicio al costo. La Ley incluye claramente dentro de los servicios públicos el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización y le encomienda a la ARESEP la fijación de precios y tarifas. Para ser prestatario de los servicios públicos se señala la obligación de obtener una concesión por parte del ente público competente en la materia, que en el caso de la energía eléctrica se asigna al Ministerio de Ambiente, Energía, Minas y Telecomunicaciones. Los prestatarios no tendrán ningún derecho monopólico sobre el servicio que exploten y estarán sujetos a las limitaciones y los cambios que les sean impuestos por ley. En virtud de lo dispuesto en el Artículo 9 de esta ley, las concesiones de servicio público para generación correspondientes a las administradas por la Ley 7200 serán otorgadas por la ARESEP.

21

ARECA, 2009

**Ley N° 7200: Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre 1990. Reformada por Ley N° 7508.**

Esta ley establece los términos y condiciones en que participa el sector privado en la generación eléctrica con recursos renovables. Posee 2 capítulos, el segundo adicionado mediante la reforma promulgada con la Ley N° 7508.

- El primer capítulo permite el desarrollo y construcción de plantas hasta por un máximo individual de 20 MW. La capacidad sumada de todas estas plantas no debe superar el 15% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El ICE está facultado para firmar contratos con estas empresas hasta por un plazo de 20 años. La tarifa es regulada por ARESEP. Como requisitos previos es necesario obtener una elegibilidad por parte del ICE, una concesión de fuerzas hidráulicas en el MINAET, una concesión de servicio de generación en la ARESEP y la evaluación de impacto ambiental en la Secretaría Técnica Nacional del Ambiente (SETENA). El capital social de estas empresas debe pertenecer al menos en un 35% a costarricenses.
- El segundo capítulo permite el desarrollo y construcción de plantas hasta por un máximo individual de 50 MW. La capacidad sumada de todas estas plantas no debe superar el 15% de la capacidad del SEN, pero debe entenderse que este 15% es adicional al establecido en el capítulo 1. El ICE está facultado para establecer licitaciones de bloques de energía para contratar estos proyectos bajo el esquema BOT (Build, Operate, Transfer, que en español significa Construir, Operar y Transferir). El empresario desarrolla el proyecto bajo un contrato con un plazo máximo de 20 años, comprometiéndose a transferirlo al ICE sin costo y en excelente estado de funcionamiento al final de ese plazo. La tarifa se define en la competencia que establecen los oferentes para ganar la licitación. Una vez adjudicado el contrato, los oferentes deben cumplir con los requisitos de concesión de fuerzas hidráulicas en el MINAET, concesión de servicio público en la ARESEP y la evaluación de impacto ambiental en SETENA. El capital social de estas empresas debe pertenecer al menos en un 35% a costarricenses.

Actualmente Costa Rica está en un proceso de transición para reformar la Ley General de Electricidad (LGE) para lo cual existen tres propuestas de proyectos de Ley:

1. Proyecto de la Administración Arias Sánchez (N° 17666) – apertura del mercado mayorista de generación.
2. Proyecto de las Cooperativas de Electrificación Rural (N° 17811) – sistema eléctrico con comprador único en generación.
3. Proyecto de la Administración Chinchilla Miranda (N° 17812) – especie de híbrido entre mercado mayorista y monopolio de generación.

La comisión especial, nombrada el 22 de setiembre del 2010 por la Asamblea Legislativa, deberá recopilar las propuestas legislativas, estudiar, dictaminar y proponer las reformas legales necesarias en materia de electricidad. Esta comisión está compuesta por nueve diputados de los diferentes partidos que actualmente están activos en Costa Rica (tres del PLN, dos del ML, dos del PAC, uno del PUSC, uno del PASE). La comisión tomó la decisión de discutir primero el modelo de industria eléctrica y abrió el espacio para que los diferentes entes del mercado eléctrico realicen comparecencias ante esta, lo que finalizó en marzo del 2011. Actualmente se inició el período de análisis y discusión a fondo de los proyectos de ley.

### 3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

La legislación en Costa Rica referente a incentivos es muy escueta. No hay una ley específica en donde se detalle los incentivos otorgados a proyectos de energía renovable. Como único incentivo según el Artículo N° 17 de la Ley N° 7200, se contempla el otorgamiento a las empresas desarrolladoras de las mismas exoneraciones que posee el ICE en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua, así como para generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica.

Por otro lado, en la Ley N° 7447 Regulación del uso racional de la Energía, se presentan los siguientes estímulos:

- En el Capítulo IX de esta Ley se presenta una serie de exoneraciones en el Artículo N° 38, que se detallan a continuación:

Se eximen del pago de los impuestos selectivo de consumo, “ad valorem”, de ventas y el estipulado en la Ley N° 6946 del 14 de enero de 1984, a los siguientes equipos y materiales, tanto importados como de fabricación nacional:

- Paneles de generación eléctrica fotovoltaica, de cualquier capacidad.
- Sistemas de control para paneles fotovoltaicos, generadores eólicos e hidroeléctricos de corriente directa.
- Convertidores estáticos de corriente directa en alterna para sistemas fotovoltaicos, eólicos y generadores hidroeléctricos de corriente directa.
- Generadores eólicos e hidroeléctricos para uso relacionado con la generación privada de electricidad señalado por la Ley N° 7200, del 28 de setiembre de 1990.
- Equipos de control de voltaje y frecuencia para generadores eólicos e hidroeléctricos.
- Equipos electrodomésticos de corriente directa para utilizarse con paneles fotovoltaicos, generadores eólicos e hidroeléctricos de corriente directa.
- Materiales para construir equipos para aprovechar las energías renovables.
- Instrumentos de medición de variables relacionadas con las energías renovables, tales como: medidores de temperatura, medidores de presión de fluidos, anemómetros para medir la dirección y la velocidad del viento, y medidores de la radiación solar.

En el primer semestre del 2010 se presentó ante el Poder Ejecutivo una propuesta de proyecto para reformar la Ley N° 7447 Regulación del Uso Racional de la Energía. El objetivo es estimular la producción de energía de fuentes renovables con aportes del sector privado y regulada en un mercado eléctrico bajo la tutela del MINAET<sup>22</sup>. Entre las modificaciones propuestas está el otorgamiento de cualquier exoneración y/o incentivo a equipos, maquinaria, vehículos y materiales energoeficientes, tanto importados como de fabricación nacional.

### 3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético

El propósito de esta sub-sección es presentar algunas estadísticas descriptivas que reflejen la evolución del sector energético en el tiempo, especialmente

destacando los cambios en la legislación vigente y el posible impacto que pueden haber tenido en las características del sector. Es importante destacar, sin embargo, que el presente no pretende ser un análisis de causalidad ya que escapa a los propósitos de este trabajo.

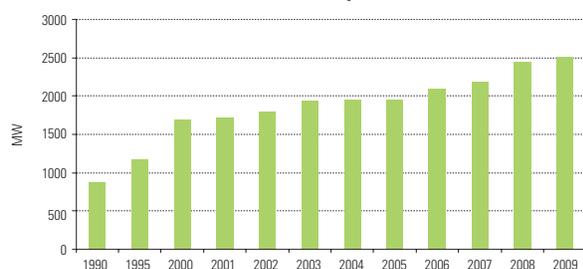
A diferencia del resto de los países centroamericanos, no hubo grandes reformas al marco regulatorio en la República de Costa Rica. La generación privada está permitida -aunque fuertemente restringida- desde 1990 como se vio anteriormente; y hasta la fecha no ha habido cambios significativos en este sentido.

En general, los indicadores bajo análisis en esta subsección no muestran cambios bruscos y sus valores ubican al sector energético de Costa Rica como uno de los más desarrollados, casualmente, con la República de Panamá, una de las de mayor apertura de Latinoamérica.

Desde 1990 la capacidad instalada del sistema interconectado costarricense creció a un ritmo promedio interanual del 5.3%, sin cambios bruscos entre períodos, respecto a dicha tasa media (véanse por ejemplo los cambios entre los quinquenios 1990-1995, 1995-2000, 2000-2005, 2005-2009 en el Gráfico 4). Si bien la participación estatal en la generación disminuyó respecto a 1995, sigue siendo dominante con el 80% del total en el 2009 (Gráfico 5). Este valor prácticamente se ha mantenido constante desde el año 2000.

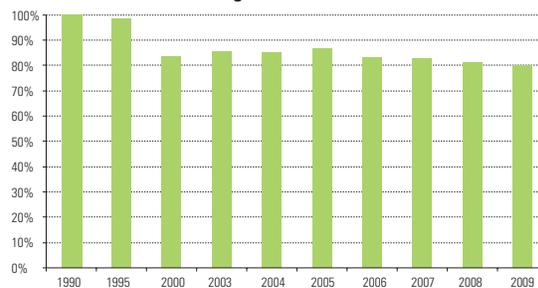
La participación de las energías renovables ha sido muy alta (cercana al 80%) en todo el período bajo estudio, aunque muestra una ligera baja por primera vez a partir del 2008 (Gráfico 6). El 2009 encuentra una matriz energética más diversificada respecto a 1990, aunque con prácticamente la misma participación de energías renovables: 96% contra 99% del año noventa (Gráfico 7).

Gráfico 4 - Evolución de la capacidad instalada



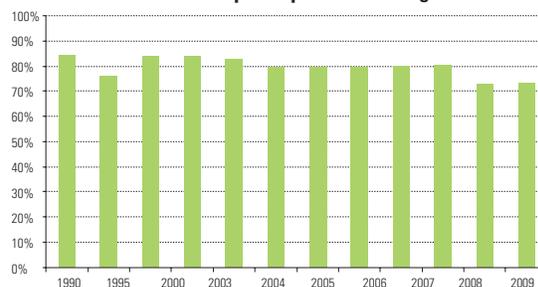
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010.

Gráfico 5 - Evolución de la participación del sector público en la generación total



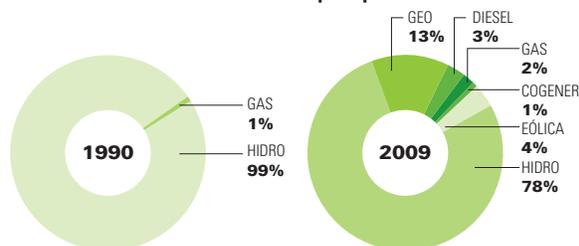
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

Gráfico 6 - Evolución de la participación de energías renovables



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

Gráfico 7 - Generación por tipo de fuente

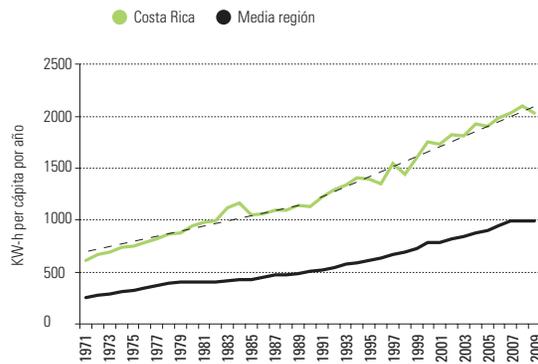


Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010.

Tal y como se pudo observar en el capítulo anterior, en Costa Rica no existen aún incentivos especiales para la promoción de energías renovables; sin embargo, la participación de los actores privados está limitada a proyectos que utilicen dicho tipo de fuentes.

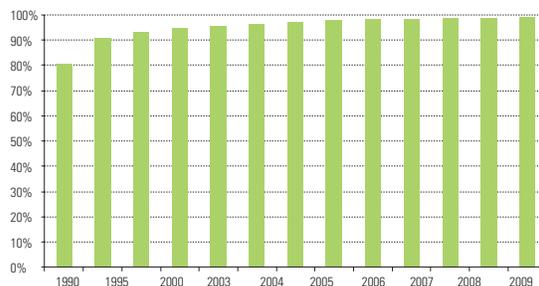
El consumo eléctrico per cápita experimentó un crecimiento estable, con un incremento en promedio de un 3.1% (1972-2009). Existe una brecha de más del doble con la media centroamericana, lo que convierte a Costa Rica -junto con Panamá- en la Nación con mayor consumo per cápita.

**Gráfico 8 - Evolución del consumo per cápita**



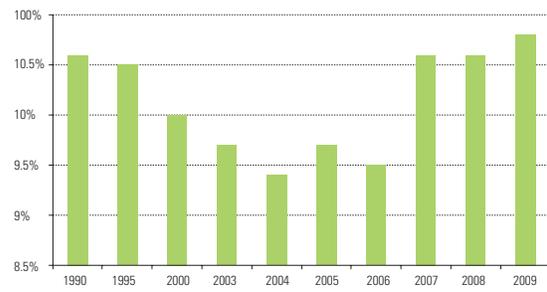
Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial, 2010.

**Gráfico 9 - Evolución de la cobertura eléctrica**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Banco Mundial, 2010.

**Gráfico 10 - Evolución de las pérdidas de transmisión**

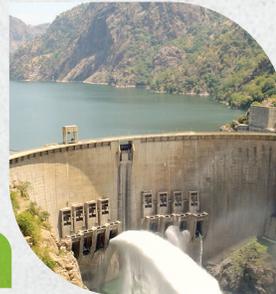


Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010.

La cobertura eléctrica alcanza prácticamente el 100% de la población (Gráfico 9). Las pérdidas de transmisión se mantienen en sus niveles históricos (aproximadamente 10.5%, Gráfico 10).

# SECCIÓN 4

## ANÁLISIS DEL MARCO TARIFARIO APLICABLE A ENERGIAS RENOVABLES



# 4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables

## 4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio

El modelo del sector eléctrico en Costa Rica presenta la figura de comprador único y por lo tanto cualquier generador debe entrar en relaciones contractuales con el ICE. La ARESEP debe dar su aprobación para el esquema tarifario utilizado, proceso que por lo general involucra el establecimiento de un precio techo.

En virtud del marco regulatorio vigente, los nuevos proyectos suelen incorporarse al mercado a través de un esquema licitatorio bajo el sistema BOT<sup>23</sup>. El empresario desarrolla el proyecto bajo un contrato con un plazo máximo de 20 años, comprometiéndose a transferirlo al ICE sin costo al final de dicho plazo. El ICE utiliza contratos con tarifas monómicas (pagos por energía y potencia unificados en la tarifa) o bien con cargos por capacidad adicionales al pago por energía.

En los contratos donde la tarifa es monómica, el precio puede ajustarse semestralmente de acuerdo con el índice de precios mayoristas de los EEUU. La parte indexable del precio es la correspondiente a las tareas de Operación y Mantenimiento; sin embargo, esta fracción es establecida por el oferente en su propuesta económica.

Los contratos que prevén pagos por disponibilidad (potencia) y energía utilizan un sistema más complejo para determinar los pagos. El pago por disponibilidad del bloque de potencia para un período de facturación  $k$  ( $PD_k$ ) es el pago que realizará el ICE al Contratista como contraprestación por tener a su disposición las unidades para que sean despachadas a su conveniencia. Se determinará sobre la base de la Potencia Contractual, a través de pagos mensuales de acuerdo con la expresión:

23 Los proyectos existentes tienen la opción de renovar sus tarifas vigentes por tres años o solicitar su modificación a ARESEP mediante un complicado proceso mediante el cual dicho organismo audita el costo de generación de la firma. Más información sobre esto en ARECA, 2009.

$$PD_k = \frac{PC \times PP}{12} \cdot FC_k$$

Donde:

- $PD_k$  = Pago por Disponibilidad para el Período de Facturación  $k$ , en dólares (US\$)
- $PC$  = Potencia Contractual vigente para el Período de Facturación, expresada en kilovatios (kW)
- $PP$  = Precio de la potencia (monto fijo anual que reconocerá el ICE por concepto de disponibilidad del Bloque de Potencia).
- $FC_k$  = Factor de cumplimiento del período  $k$

El factor de cumplimiento corrige el Pago por Disponibilidad cuando la disponibilidad del Bloque de Potencia sea menor a la estipulada en el Programa de Despacho (usualmente se considera el bloque entre las 6:00 y las 21:00 horas, ambas inclusive).

Se determina el Factor de Cumplimiento ponderado para el Bloque de Potencia durante el período de Facturación  $k$  ( $FC_k$ ) mediante la siguiente ecuación:

$$FC_k = \frac{\sum_{x=1}^{x=m} \left( \sum_{i=1}^{i=n} F_{xi} \right)}{m \times n}$$

Donde:

- $FC_k$  = Factor adimensional que refleja el cumplimiento del Programa de Despacho correspondiente al Período de Facturación  $k$ .
- $F_{xi}$  = Factor de cumplimiento de la disponibilidad de la unidad  $x$  del Bloque de Potencia durante la hora  $i$  del período de Facturación  $k$ .
- $m$  = Cantidad de unidades de generación que contempla el Bloque de potencia

$n$ = Cantidad de horas del Período de Facturación donde se verifica el cumplimiento de la disponibilidad

Para cada hora  $i$  se determinará un factor de cumplimiento ( $F_{xi}$ ) para cada unidad de generación  $x$  del Bloque de Potencia, confrontando los valores de Potencia Solicitada ( $PS_{xi}$ ) de acuerdo con lo consignado en el Programa de Despacho con el valor de Potencia Mínima Registrada ( $PMR_{xi}$ ) para esa hora en los dispositivos de registro de dicha unidad de generación en particular, de acuerdo con lo siguiente:

- Si  $PMR_{xi} \geq 0.98 * PS_{xi}$ , entonces  $F_{xi} = 1$
- Si  $PMR_{xi} < 0.98 * PS_{xi}$ , entonces  $F_{xi} = 0$

El pago por energía para un período de facturación  $k$  (PE $k$ ) se realizará de la siguiente manera:

- Se determina la cantidad de energía máxima por reconocer para cada hora  $i$  ( $EM_i$ ), tomando en cuenta la potencia de operación consignada en el Programa de Despacho para esa hora en particular (usualmente cubre el período entre las 22.00 y las 5:00 horas, ambas inclusive) cuando el ICE lo incluya en el Programa de Despacho.

$EM_i$  = Cantidad teórica de energía asociada a la Potencia Solicitada para la hora  $i$ , de acuerdo con lo consignado en el Programa de Despacho. Se obtiene de multiplicar el valor de Potencia Solicitada ( $PS_i$ ) por un intervalo de una hora y se expresa en kilovatios – hora (kWh)

- Se determina la cantidad de energía entregada para cada hora  $i$  ( $EE_i$ ),

$EE_i$  = Cantidad real de energía entregada por el Contratista para la hora  $i$ , de acuerdo con las lecturas oficiales. Se determinará como la diferencia entre los registros de energía del medidor oficial correspondientes a esa hora  $i$  y la hora anterior ( $i-1$ ) y se expresa en kilovatios – hora (kWh)

- Se determina la cantidad de energía por reconocer para cada hora confrontando la cantidad de energía entregada por el Contratista con la cantidad máxima de energía por reconocer. Para determinar la energía por reconocer para

cada hora, se seguirá el siguiente procedimiento:

Sea:

$ER_i$ = Cantidad de energía por reconocer para la hora  $i$ , expresada en kilovatios -hora

$EM_i$ = Cantidad de energía máxima por reconocer para la hora  $i$ , expresada en kilovatios -hora

$EE_i$ = Cantidad real de energía entregada por el Contratista en la hora  $i$ , expresada en kilovatios - hora

- Si  $EE_i < EM_i$ , entonces  $ER_i = EE_i$
- Si  $EE_i \geq EM_i$ , entonces  $ER_i = EM_i$

- Se determina la cantidad de energía por reconocer para cada día  $j$  del período ( $ER_j$ ), así como la cantidad de energía adicional solicitada por el ICE para ese día ( $EA_j$ ) mediante las siguientes ecuaciones:

$$ER_j = \sum_{i=6}^{i=21} ER_i \quad y \quad EA_j = \sum_{i=0}^{i=5} ER_i + ER_{22} + ER_{23}$$

Donde:

$ER_j$ = Cantidad de energía por reconocer para el día  $j$ , expresada en kilovatios - hora

$EA_j$ = Cantidad de energía adicional para el día  $j$ , expresada en kilovatios - hora

$ER_i$ = Cantidad de energía reconocida para la hora  $i$ , expresada en kilovatios - hora

$i$ = Horas del período, en donde el número representa el inicio del período. Por ejemplo, 6 representa el período de tiempo entre las 6:00 horas y las 6:59 horas

- Se determina el pago por concepto de energía correspondiente a cada día  $j$  mediante la siguiente ecuación:

$$PE_j = P \times ER_j + \left( \frac{P \times EA_j}{5} \right)$$

Donde:

- $PE_j$ = Pago por Energía para el día  $j$ , en dólares (US\$).  
 $ER_j$ = Cantidad de energía por reconocer para el día  $j$ , en kilovatios-hora ( $kWh$ ).  
 $EA_j$ = Cantidad de energía adicional para el día  $j$ , en kilovatios-hora ( $kWh$ ).  
 $P$ = Precio por kilovatio-hora vigente y expresado en dólares por kilovatio-hora ( $US\$ / kWh$ ).

- Se determina el pago por concepto de energía correspondiente al Período de Facturación  $k$  mediante la siguiente ecuación:

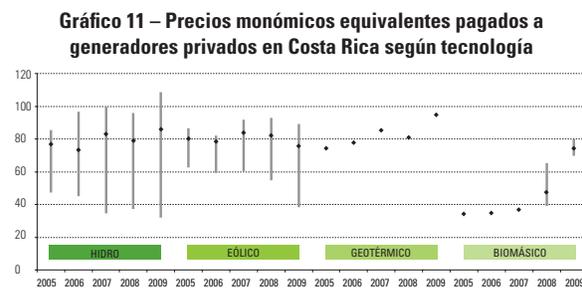
$$PE_k = \sum_{j=1}^n PE_j$$

Donde:

- $PE_k$ = Pago por Energía para el Período de Facturación  $k$ , en dólares (US\$).  
 $PE_j$ = Pago por Energía para el día  $j$ , en dólares (US\$).  
 $n$ = Cada uno de los días del Período de Facturación  $k$

## 4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos

El Gráfico 11 presenta los precios monómicos equivalentes (potencia y generación) pagados por el ICE a los generadores privados (máximo, mínimo y promedio ponderado).



Fuente: Elaboración propia con base en publicaciones anuales de la CEPAL

La dispersión de los proyectos hidroeléctricos, (primero desde la izquierda) responde al hecho de que son los más numerosos y a que se mezclan proyectos con contratos antiguos con otros con contratos nuevos. El

precio de estos últimos por lo general es superior al de los primeros; algo similar ocurre con los registros de precios de proyectos biomásicos.

Se destaca que en el caso de Costa Rica, salvo las negociaciones con el ICE para venta y compra de electricidad procedente de plantas de energía renovable, no hay posibilidades legales de establecer contratos de venta de energía eléctrica con terceros.

## 4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución

Los cargos por transmisión eléctrica que puede cobrar el ICE como propietario de la infraestructura de transmisión están regulados por la ARESEP, definidos por kWh y son estándar para todos los usuarios. El valor publicado en el pliego tarifario a febrero del 2011 es de US\$ 0.01551/KWh<sup>24</sup>.

En cuanto a la distribución, de acuerdo con ARECA (2009), dicho cargo está integrado en la metodología de fijación de tarifas dentro del principio de servicio al costo y para eso se define el rédito de desarrollo que contribuye a definir un margen de rentabilidad para la distribución. Actualmente es de entre un 2-3% del precio de la energía eléctrica para la comercialización y entre un 4-6% del precio de la energía eléctrica para la distribución<sup>25</sup>.

## 4.4 Metodologías de cálculos tarifarios aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables

Por problemas legales y de interpretación de las leyes, desde diciembre del 2001 no hay fijación de tarifas para centrales de energía renovable. La única tarifa vigente data del 2002, la cual está desactualizada y no es atractiva para desarrollos nuevos y para centrales en operación ya que no genera mucha rentabilidad para los socios.

24 Tarifa T-TE, de 7.91/kWh, publicada en La Gaceta N°. 40 del 25 de febrero de 2011 (se considera un tipo de cambio de 510 /USD)

25 ARECA, 2009, página 48.

Los problemas aparentemente ya han sido resueltos. Sin embargo, no hay fijaciones de tarifas debido a que la ARESEP está desarrollando una fórmula. Hay dos problemas adicionales: el primero consiste en el hecho de que las fijaciones tarifarias son anuales y que según la Procuraduría General de la República no deben estar escritas en el Contrato de Compra-Venta de Energía, lo que incorpora el riesgo de desconocer la tarifa en el futuro y provoca que prácticamente los contratos que se firmen no sean bancables. El segundo problema es que la ARESEP pretende que las tarifas fijadas sean máximas y que se deba negociar con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que es el actor dominante, la tarifa final.

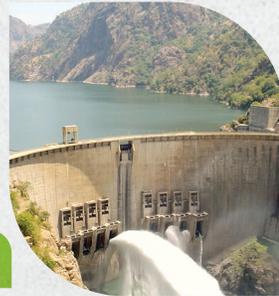
Existen dos metodologías en la Ley de ARESEP:

i. Modelo industria: se hace un desarrollo matemático financiero para llegar a una fórmula a la que se le introducen las variables promedio de los bancos de datos de la ARESEP, tales como costo de desarrollo, esquemas de financiamiento, costos de operación, mantenimientos y administrativos, vida útil, impuestos, entre otros, para generar una tarifa. La ARESEP lleva varios años intentado desarrollar la fórmula.

ii. Situación Particular: en el caso de que el Modelo Industria no esté disponible, como sucede, o que las condiciones de la generadora no se ajusten, se puede pedir una fijación para una empresa en particular, para lo cual la empresa debe abrir sus libros contables y demostrar fehacientemente que el costo es absolutamente necesario para la producción y sobre estos costos se reconoce una rentabilidad.

# SECCIÓN 5

# GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



# 5. Generación, Transmisión y Distribución

## 5.1 Generación

Las Leyes N° 7200 y N° 7508 definen los lineamientos para la participación privada en la generación. Asimismo, la Ley N° 8435 establece las pautas mediante las cuales las cooperativas de electrificación rural y empresas municipales puedan ser generadoras de energía.

En la Tabla 7 se presenta una lista de los generadores de energía eléctrica en Costa Rica.

Tabla 7 - Participación de Generadores en Costa Rica 2009

	Nº de Centrales	Capacidad Instalada (Kw)	Generación Neta (MWh)
<b>Sistema Nacional Interconectado</b>	<b>65</b>	<b>2,500,545</b>	<b>9,235,908.8</b>
<b>Empresas públicas</b>	<b>32</b>	<b>1,883,026</b>	<b>7,414,223.3</b>
Hidráulica	23	1,306,203	6094,919.7
CNFL	1	96,503	353,152.0
Coopeguanacaste	1	17,500	75,490.2
Coopelesca	1	25,500	83,468.0
ESPH	1	19,850	91,200.5
ICE	18	1,120,381	5,351,969.0
JASEC	1	26,469	139,640.0
Geotérmica	1	136,160	973,086.0
ICE	1	136,160	973,086.0
Eólica	1	19,800	80,343.7
ICE	1	19,800	80,343.7
Térmica	7	420,863	265,873.9
CNFL	1	90,000	84,535.6
ICE	6	330,863	181,338.3
<b>Empresas Privadas</b>	<b>33</b>	<b>617,519</b>	<b>1,821,685.3</b>
Hidráulica	23	204,029	1,129,539.7
C. Grande3	1	3,375	15,889.4
Caño Grande	1	2,905	17,892.9
D. Julia	1	16,470	105,403.0
Don Pedro	1	14,000	59,529.1
El Ángel	1	-	470.6
El General	1	42,000	208,233.0
Embalse	1	2,000	8,913.4
Esperanza	1	5,506	31,464.7
Hidrozarca	1	14,208	78,124.7
La Lucha	1	339	1,827.0
Losko	2	2,753	13,327.2
Matamoros	1	3,819	24,998.8
Platanar	1	14,594	95,654.3
O. Azul	1	300	1,050.0
Rebeca	1	60	192.1

Río Lajas	1	11,000	54,040.7
S. Lorenzo	1	-	67,000.5
Suerkata	1	3,000	1,466.2
Tapezco	1	-	155.5
Tuis	1	-	6,667.2
U. Fenosa	1	50,700	280,311.0
Volcán	1	17,000	56,928.4
Geotérmica	1	29,550	212,754.0
G.G.Ltd (BOT para el ICE)	1	29,550	212,754.0
Eólica	4	99,820	245,838.9
Aeroenergía	1	6,750	30,946.9
GDF Suez	1	49,700	51,649.2
Movasa	1	20,000	75,081.4
P.E.S.A.	1	23,370	88,161.4
Térmica	5	284,120	233,552.7
Alston Power	1	99,500	81,869.0
El Viejo	1	20,000	25,690.2
Energy Int	1	140,920	103,466.0
Taboga	1	20,000	21,917.8
Zaret- R. Azul	1	3,700	609.9

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL, 2010. Nota: Se incluye la autoproducción.

Los generadores con mayor participación son el estatal ICE con 70.45% y posteriormente la CNFL, subsidiaria del ICE. Por otra parte, las empresas privadas U. Fenosa y G.G. Ltd. suministran el 3.04% y 2.3% de la generación total en Costa Rica.

## 5.2 Transmisión

La actividad de transmisión está bajo la responsabilidad del ICE. El sistema de transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Atlántico hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Actualmente dispone de un total de 1,083 km de líneas de transmisión de 230 kV y 727 km de 138 kV, según datos del Instituto Costarricense de Electricidad, 2009.

La capacidad total de transformación de las 41 subestaciones del sistema asciende a 7,606 MVA, con 2,633 MVA de capacidad elevadora, 3,494 MVA de capacidad reductora, 1,399 MVA de auto transformación y 80 MVA en reactores de acuerdo a datos del Instituto Costarricense de Electricidad, 2009.

## 5.3 Distribución

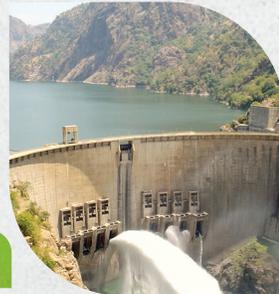
La distribución de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. En estas actividades de acuerdo al CEPAL, 2009 participan:

- ICE: con 612,213 clientes.
- La subsidiaria del ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL): tiene 484,132 clientes.
- Empresas municipales:
  - Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH): con 65,916 clientes.
  - Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC): posee 78,912 clientes.
- Cooperativas de electrificación rural:
  - Coopelesca: tiene 70,036 clientes.
  - Coopeguanagaste: posee 62,004 clientes.
  - Coopesantos: con 70,036 clientes.
  - Coope-Alfaro Ruiz: tiene 6,415 clientes.

El ICE y CNFL son las principales empresas distribuidoras de electricidad en Costa Rica. Para garantizar esa función la CNFL cuenta con un sistema de distribución formado por 35 subestaciones, 5,804 kilómetros de líneas en operación y 1,499 MVA de capacidad instalada en transformadores de distribución, con una cobertura del 99.1% de la zona servida. Sus redes de distribución cubren 903 Km<sup>2</sup> del Gran Área Metropolitana (GAM), que es donde se concentra la mayor parte de la población, la vida institucional y las principales actividades comerciales y productivas del país<sup>26</sup>.

# SECCIÓN 6

# MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



# 6. Mercado Eléctrico Regional

## 6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)

El Mercado Eléctrico Regional (MER) opera como actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante ofertas de oportunidad y contratos de mediano y largo plazo entre los agentes de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Este Tratado Marco está integrado por los gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, y fue suscrito en 1996. Entró en vigencia en 1998 y desde entonces provee el marco jurídico regional. Considera el interés de las partes mencionadas anteriormente en iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, en donde se desarrolle un mercado eléctrico regional que busque la libre competencia, permita la interconexión de sus redes nacionales a través de líneas de transmisión, y se promuevan proyectos regionales de generación.

Los objetivos del MER son:

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

El Tratado Marco dio origen a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) así como al Ente Operador Regional (EOR). La CRIE regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre Agentes, de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus protocolos y reglamentos. El EOR dirige y coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realiza la gestión comercial del MER con criterios técnicos y económicos de acuerdo con la regulación regional.

Para la gestación del mercado se creó una instancia que se encargó de estructurar la plataforma técnica y comercial del MER: el Operador del Mercado Centroamericano (OMCA), unidad que se encargó de administrar el MER hasta mayo de 2006. A partir de junio de 2006, el EOR asumió (con su propio personal e infraestructura tecnológica) la responsabilidad total de la administración comercial del MER.

Para establecer la infraestructura de interconexión eléctrica, el Tratado Marco otorga una concesión para que una empresa de capital público y con capital privado, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), construya y opere el primer sistema de transmisión regional llamado Línea SIEPAC (Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central). Además, faculta a cada gobierno a asignar en dicha empresa un socio público del sector eléctrico.

La EPR fue constituida en febrero de 1999 con el concurso, por partes iguales, de las seis empresas eléctricas públicas de América Central designadas cada una por su respectivo gobierno. Posteriormente se incorporaron otros socios: el séptimo en diciembre del 2001, la firma española ENDESA; el octavo en febrero del 2005, la firma colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA); y el noveno en el 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

Figura 2. Institucionalidad del MER



Fuente: Elaboración propia con base en presentaciones del CEAC, 2011

Es importante destacar que uno de los mayores logros en el proceso de integración de ésta región está relacionado con el gran desarrollo institucional alcanzado, pues se han logrado constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino también para operar el funcionamiento del sistema. Las principales instituciones se detallan a continuación.

### **6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)**

El Consejo de Electrificación para América Central (CEAC) es un Organismo Regional creado mediante su Convenio Constitutivo<sup>27</sup>, suscrito en la República de Costa Rica el 8 de noviembre de 1985. En la Primera Reunión Conjunta del Consejo de Electrificación de América Central –CEAC–, celebrada en El Salvador del 26 al 28 de julio de 1989, se instaló este organismo internacional, dada la ratificación del Convenio Constitutivo del Consejo por parte de los gobiernos de América Central.

Tiene como fin promover la electrificación de América Central, la integración de sus sectores eléctricos para el aprovechamiento de los recursos naturales renovables y orientar a sus miembros científica y técnicamente en el desarrollo de la energía eléctrica de forma eficiente y racional; además es un constante promotor de las soluciones regionales para los sectores eléctricos en América Central.

Los objetivos que persigue el CEAC de acuerdo a lo establecido en el convenio constitutivo son:

- a) Promover la celebración de acuerdos bilaterales o multilaterales para la interconexión eléctrica entre los países de América Central y otros.
- b) Promover y realizar los estudios que sean necesarios para obtener una mejor planificación y coordinación de las operaciones de interconexión, y apoyar la ejecución de estos estudios.
- c) Prestar asistencia científica, técnica, administrativa y material a cualquiera de las Instituciones representantes que lo integran.
- d) Asesorar y asistir, cuando el caso lo requiera, en la consecución de capital financiero para el desarrollo de proyectos de producción, transporte o distribución de energía eléctrica.
- e) Promover información detallada acerca del suministro de combustibles para la producción

de energía eléctrica, situación del petróleo en el mercado mundial y posibilidades de la utilización de sustitutos del petróleo para la generación de energía, preferentemente mediante el uso del vapor natural.

f) Contribuir en los análisis de factibilidad técnica y económica de proyectos de producción de energía eléctrica de las instituciones representadas que integran el Consejo, preferentemente de proyectos cuyo aprovechamiento corresponde a dos o más países.

g) Llevar a cabo estudios, en conjunto con las Instituciones que integran el CEAC, acerca de las implicaciones ecológicas de la producción de energía eléctrica, así como también, divulgar estudios y experiencias relativos a la ecología que tengan en marcha los estados miembros o terceros estados.

h) Establecer relación con otras organizaciones de carácter regional, pertenecientes al sector energético o de cualquier campo que se relacione con la materia.

i) Promover la coordinación y compatibilización de posiciones de interés común de las instituciones representadas que lo integran, frente a terceros.

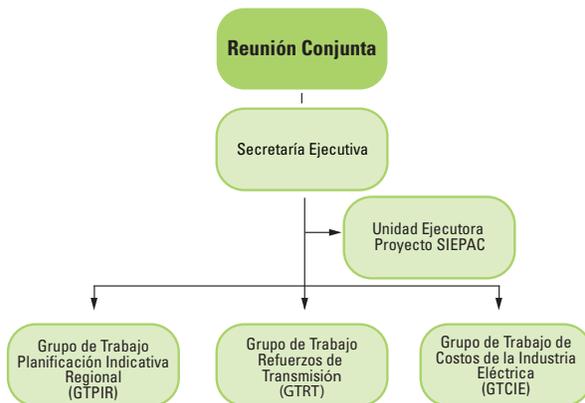
j) Realizar cualesquiera otras actividades que coadyuven a llevar a cabo los objetivos generales del CEAC.

A partir de su creación, el CEAC ha venido adquiriendo un papel preponderante en la construcción de la integración eléctrica de la región. Participa activamente en la creación del mercado eléctrico regional, en el proyecto SIEPAC y en las interconexiones de Centroamérica con México y Colombia.

El Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional (GTPIR) funge como un comité técnico del CEAC con el objetivo de elaborar planes de expansión de generación de mínimo costo considerando las reglas vigentes del MER, los marcos legales de cada nación y los aspectos ambientales; con el propósito de atender el crecimiento de la demanda y garantizar un servicio confiable a los agentes del mercado.

Su ejecución se enmarca dentro de las actividades del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que tienen por objeto coadyuvar a la integración regional en materia de energía eléctrica.

Figura 3. Organigrama del CEAC



Fuente: CEAC, 2011

### 6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)

El Ente Operador Regional (EOR) es un organismo internacional establecido mediante el artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue firmado en 1996 por los Presidentes de los Gobiernos, y luego ratificado por las respectivas Asambleas Legislativas de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Fue constituido en el 2001 con sede en El Salvador y se encarga de las funciones de operación y coordinación de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. Está dirigido por una Junta Directiva constituida por dos directores de cada país, designados por su respectivo gobierno por un plazo de cinco años.

#### Objetivos y Funciones del EOR

##### Objetivos

- Desarrollar, en el recurso humano, una cultura de compromiso con la institución, que promueva la calidad y eficiencia en los procesos, con una política que brinde estabilidad, incentivos, reconocimientos y promoción laboral.
- Asegurar la operación técnica y comercial del mercado eléctrico regional con los recursos tecnológicos necesarios y con base en el cumplimiento transparente del Tratado Marco así como de los Reglamentos y Protocolos que conforman la regulación regional.
- Fortalecer y ampliar las relaciones institucionales con los operadores de sistema

y mercado, los agentes del mercado eléctrico regional y las instituciones internacionales del sector eléctrico.

d) Obtener los recursos financieros necesarios que aseguren el funcionamiento sostenible de la institución.

e) Alcanzar un excelente nivel de satisfacción y prestigio en los operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional por el servicio prestado en la región.

f) Desarrollar una gestión institucional y empresarial hacia el entorno (lobby, comunicaciones, relaciones públicas, entre otros).

##### Funciones

a) Proponer a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional.

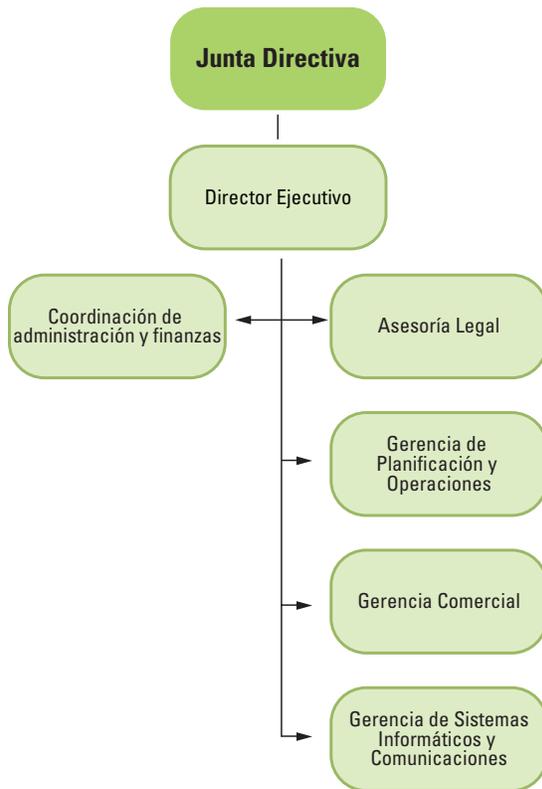
b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

c) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre 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, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado.

Figura 4. Organigrama del EOR



Fuente: Ente Operador Regional, 2010

La máxima autoridad del EOR es la Junta Directiva, constituida por 12 Directores (dos por país) nombrados por los respectivos Gobiernos a propuesta de los Agentes del Mercado de cada país.

Cada unidad tiene las siguientes funciones:

1. Coordinación de Administración y Finanzas: su función principal es realizar la gestión administrativa y la financiera con eficiencia, transparencia y de conformidad con las políticas institucionales.
2. Gerencia de Planificación y Operación: su función es supervisar y coordinar la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER). Comprende tres procesos principales: coordinación de la operación en tiempo real, seguridad operativa y planificación de la transmisión regional.
3. Gerencia Comercial: tiene como responsabilidad principal la administración comercial del MER, en apego al Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional. Los principales procesos bajo su responsabilidad son: (i) la programación diaria

de transacciones regionales; (ii) la conciliación, facturación y liquidación del MER y (iii) el manejo y publicación de información del MER.

4. Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones: responsable de garantizar la correcta operación y el adecuado funcionamiento de la infraestructura informática y de comunicaciones del EOR.

Durante el período del 2007 a inicios del 2009, el EOR realizó un proceso de fortalecimiento institucional y preparación tecnológica, lo que le permitió iniciar la supervisión y coordinación operativa del SER en tiempo real, a partir de mayo del 2009.

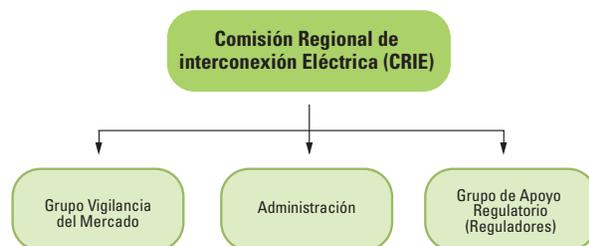
### 6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador del Mercado regional, creado por el Tratado Marco, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Esta institución fue instalada en Guatemala en el año 2002 y está compuesta por un comisionado de cada país miembro, designado por su respectivo Gobierno.

De acuerdo con el artículo 2 del Reglamento Transitorio de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, los objetivos generales son:

- a) Hacer cumplir el Tratado y sus protocolos, así como sus reglamentos y demás instrumentos complementarios.
- b) Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.
- c) Promover la competencia entre los agentes del mercado.

Figura 5. Organigrama de la CRIE



Fuente: Operador del Mercado Centroamericano 6.1.4

### 6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)

El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la ejecución del primer sistema de Transmisión Eléctrica Regional, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros tres socios extra-regionales (Endesa de España, CFE de México, e ISA de Colombia). Esta línea aumentará la capacidad de las interconexiones bilaterales existentes a través de las cuales se opera hoy, caracterizadas por su baja capacidad y escasa confiabilidad, de forma que se logre una optimización del proceso eléctrico en la región que beneficie no sólo a los gobiernos, por ahorros para aumentar la inversión social, sino también al consumidor minorista final.

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y
- Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

La EPR es la ejecutora física y la responsable de la infraestructura de la Línea SIEPAC, que consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de esta última. En el 2005, la EPR licitó internacionalmente las obras, cuya construcción comenzó en el 2006 y se extenderá hasta el 2012, con un costo aproximado de US\$ 494 millones.

La Línea SIEPAC es un sistema troncal indivisible de transmisión a 230 kilovoltios y de 1,788 kilómetros de longitud aproximada. Conecta quince subestaciones desde la subestación Veladero, en Panamá, hasta la subestación El Cajón, en Honduras. Pasa por Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala.

Se espera que el SIEPAC entre en operación en el segundo semestre del 2011 y se implementará en forma gradual. Desde finales de noviembre del 2010 se energizó el primer tramo de la red que está en pruebas (subestación Veladero - Panamá y Río Claro – Costa Rica)<sup>28</sup>. La proyección original es que el flujo de energía alcance los cinco mil Gigavatios, los cuales se podrán transar a través de la red eléctrica regional.

Esta infraestructura inicial permitirá disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de 300 MW de potencia entre los países de la región. Adicionalmente, la infraestructura incluye la instalación de fibra óptica para las telecomunicaciones.

Figura 6. Línea SIEPAC



Fuente: Figura tomada del Ente Operador Regional, 2010

## 6.2 Reglamento del MER

La participación de los agentes en el Mercado y las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), sus dos protocolos y sus reglamentos.

El Tratado Marco fue suscrito en la Ciudad de Guatemala el 30 de diciembre de 1996 así como su primer protocolo, en la Ciudad de Panamá el 11 de julio de 1997 para facilitar la interpretación del Tratado Marco y su aplicación.

En abril del 2007 fue aprobado un Segundo Protocolo al Tratado Marco que, junto con sus reglamentos, abre los mercados nacionales al regional, tanto en el acceso

a la transmisión eléctrica como en las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. Además, este protocolo modifica algunas normas del tratado marco, en especial lo referente a la definición del MER y habilitación de agentes; la red de transmisión regional, la actividad de las empresas de transmisión regional y su remuneración; la función de la CRIE, la creación del CD MER (Consejo Director del MER); la armonización y actualización de los marcos regulatorios nacionales con la Regulación Regional; el desarrollo del alcance y las vías de solución de controversias y la inclusión del cargo por el servicio de operación. A la vez se incluye el establecimiento de sanciones y multas por incumplimientos.

Se crea una subsidiaria del EPR llamada REDCA (conformada legalmente pero en proceso de desarrollo), con el objetivo de que se encargue de manejar las fibras ópticas de la línea SIEPAC.

Desde el 2002 hasta la actualidad el MER ha estado operando bajo el Reglamento Transitorio (RTMER), el cual se creó para la coordinación técnica y comercial de las transacciones de energía eléctrica haciendo uso de la Red de Transmisión Regional de los países de Centroamérica y Panamá. Este reglamento tendrá vigencia hasta que entre a funcionar el Reglamento Definitivo del MER (RMER), el cual fue aprobado en diciembre del 2005.

Desde el año 2010 entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER (RMER) y se espera entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011. Ya no va a funcionar solamente como un mercado de intercambios de energía como el RTMER, sino que será un mercado de inyecciones y retiros en los nodos de la red que incluye los mercados nacionales (no concibe las concesiones en la frontera, sino que funciona dentro del país). Esto va ser beneficioso debido a que se van a poder establecer transacciones contractuales de tipo firme (nodales).

El RMER está basado en el Tratado Marco y sus protocolos. El RMER es válido, de obligatorio cumplimiento y vinculante en el territorio de los países miembros del Tratado Marco para regular la operación técnica y comercial del MER, el servicio de transmisión regional (RTR), los organismos regionales, los agentes del mercado y las relaciones con los organismos nacionales. También implanta sanciones de incumplimiento y solución de controversias.

El RMER desarrolla en detalle los siguientes aspectos:

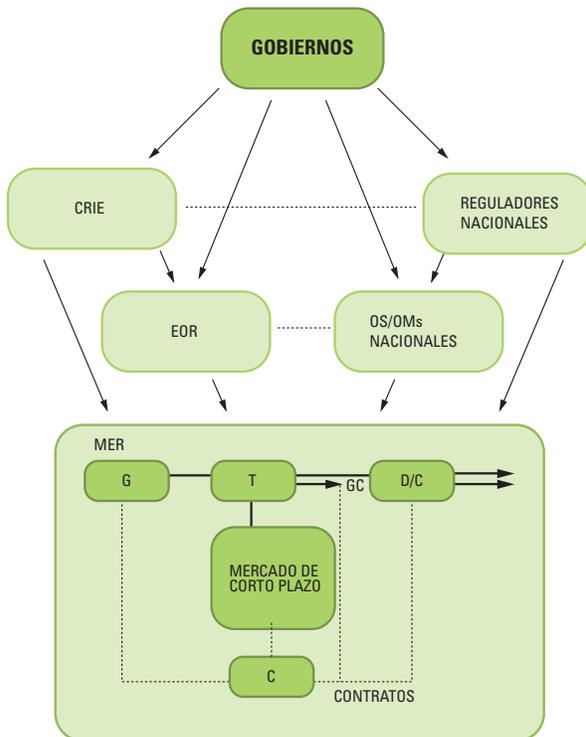
1. Aspectos Generales del Mercado Eléctrico Regional (MER)
  - a. Premisas: Definición del mercado, agentes y red de transmisión regional
  - b. Agentes
2. Operación Comercial del MER
  - a. Productos y servicios
  - b. Mercado de Contratos Regional
  - c. Mercado de Oportunidad Regional
  - d. Sistema de precios nodales
3. Planeación y Operación Técnica del MER
  - a. Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa
  - b. Pre-despacho y re-despacho (precios ex – ante y programación)
  - c. Operación técnica en Tiempo Real
4. Conciliación, Facturación y Liquidación
  - a. Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)
  - b. Pos-despacho (cálculos de precios ex - post)
  - c. Conciliación, Facturación y Liquidación
5. Transmisión Regional
  - a. Red de Transmisión Regional (RTR)
  - b. Coordinación del Libre Acceso a la RTR
  - c. Coordinación técnica y Operativa de la RTR
  - d. Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión
  - e. Derechos de Transmisión
  - f. Régimen Tarifario de la RTR
  - g. Planificación de la Transmisión Regional
  - h. Ampliaciones de la RTR
  - i. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales
6. Sanciones y Controversias
7. Supervisión y Vigilancia del MER

La estructura del MER incluye los siguientes aspectos regulatorios, institucionales y físicos:

- La Regulación Regional: Tratado Marco, los Protocolos al Tratado Marco, el RMER y las Resoluciones de la CRIE.
- La Regulación Nacional: en lo referente al cumplimiento o conformidad con los requerimientos mínimos para interactuar con el MER.
- Los Organismos Regionales: el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- Los Organismos Nacionales relacionadas con el MER: los Reguladores Nacionales y los Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM).

- Los Agentes: que se dedican a las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, así como los Grandes Consumidores; y
- El Sistema Eléctrico Regional (SER); incluyendo a la Red de Transmisión Regional (RTR) que es la red eléctrica a través de la cual se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER.

Figura 7. Estructura del MER



Fuente: Elaboración propia con base en presentaciones del CEAC, 2011

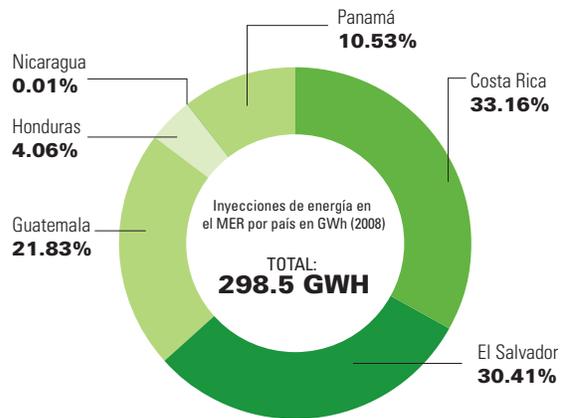
### 6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales

Durante el período de enero del 2008 a diciembre del 2008, el total de energía neta comercializada fue de 289.50 Gigavatios-Hora. Mientras que en el período de enero del 2009 a diciembre del 2009, el total de energía neta comercializada ascendió a 367.85 Gigavatios-Hora, lo que representa un aumento de más de 25% con respecto al 2008.

### Ventas de energía en el MER

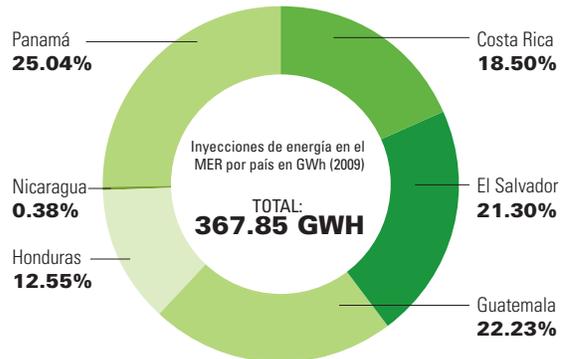
En el 2008, el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER fue Costa Rica (33.16%), seguido por El Salvador (30.41%) y Guatemala (21.83%). Por otro lado, en el 2009, el país que inyectó más energía al MER fue Panamá (25.04%), seguido por Guatemala (22.23%) y El Salvador (21.31%). En este año Costa Rica únicamente vendió en el MER alrededor de 68 GWh que representó un 18.50% del total. Además, como puede observarse en los gráficos 12 y 13, Nicaragua fue el país que menos vendió en la región con 0.01% en el 2008 y 0.38% en el 2009.

Gráfico 12 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2008)



Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Gráfico 13 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2009)



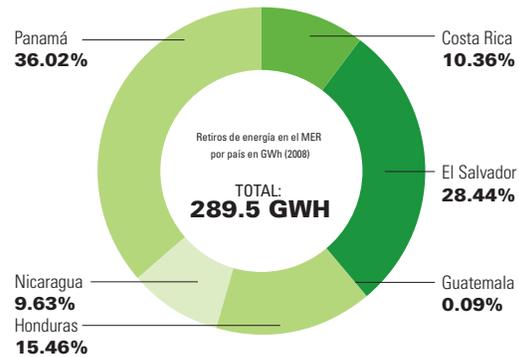
Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

### Compras de energía en el MER

En relación con las compras de energía, en el 2008, Panamá fue el país con las mayores importaciones pues compró 36.02% de energía al MER, seguido por El Salvador (28.44%). En este año las compras realizadas por Costa Rica representaron solamente un 10.36% del total. Sin embargo, Guatemala fue el país que realizó menos compras (0.09%) en ese año.

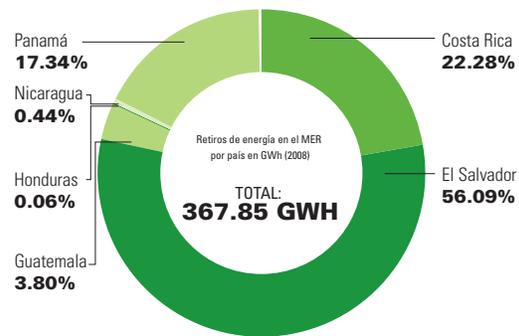
En relación con el 2009, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de energía con un 56.09% del total, seguido por Costa Rica (22.27%) que tuvo un gran aumento con respecto al 2008. Así mismo, Guatemala fue uno de los países que menos compras hizo en el MER (3.80%), en conjunto con Nicaragua (0.44%) y Honduras (0.06%).

Gráfico 14 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2008)



Fuente: Elaboración propia basada en datos Ente Operador Regional, 2010

Gráfico 15 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2009)



Fuente: Elaboración propia basada en datos Ente Operador Regional, 2010

La energía comercializada por país en el año 2008 y 2009 dentro del MER, se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 8 – Transacciones de Inyección y retiro por país (2009)

	Contrato (GWh)		Oportunidad (GWh)		Total General (GWh)		Total Neto (GWh)	
	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro
Costa Rica	95.51	29.63	0.48	0.35	95.99	29.99	66.00	0.00
El Salvador	78.23	78.85	9.81	3.48	88.04	82.34	5.70	0.00
Guatemala	58.35	0.04	4.85	0.22	63.20	0.26	62.94	0.00
Honduras	11.43	40.62	0.32	4.13	11.75	44.75	0.00	33.00
Nicaragua	0.00	23.44	0.03	4.45	0.03	27.89	0.00	27.86
Panamá	28.55	99.31	1.94	4.97	30.49	104.28	0.00	73.79
<b>Total Regional</b>	<b>272.07</b>	<b>271.89</b>	<b>17.43</b>	<b>17.61</b>	<b>289.5</b>	<b>289.5</b>	<b>134.64</b>	<b>134.65</b>

Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Tabla 9 – Transacciones de Inyección y retiro por país (2009)

	Contrato (GWh)		Oportunidad (GWh)		Total General (GWh)		Total Neto (GWh)	
	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro
Costa Rica	67.2	75.46	0.86	6.48	68.06	81.94	0.00	13.88
El Salvador	37.5	180.39	40.87	25.94	78.37	206.32	0.00	127.95
Guatemala	79.92	2.74	1.84	11.23	81.76	13.97	67.79	0.00
Honduras	46.16	0.12	0.00	0.11	46.16	0.23	45.93	0.00
Nicaragua	0.00	0.34	1.38	1.28	1.38	1.62	0.00	0.24
Panamá	86.34	59.07	5.78	4.69	92.12	63.77	28.35	0.00
<b>Total Regional</b>	<b>317.12</b>	<b>318.12</b>	<b>50.73</b>	<b>49.73</b>	<b>367.85</b>	<b>367.85</b>	<b>142.07</b>	<b>142.07</b>

Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

## 6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER

La implementación del Mercado Eléctrico Regional (MER) requiere un determinado nivel de armonización de las normativas regulatorias de los sectores eléctricos de los diversos países que lo integran.

En líneas generales, se puede enunciar los siguientes puntos que requieren una coordinación armónica entre las normativas nacionales y las del MER:

### Factibilidad de transmisión internacional

Las tablas a continuación muestran los componentes de la Red de Transmisión Regional (RTR) identificados por el Ente Operador Regional (EOR) para la región y cada país de acuerdo con los requisitos de transmisión derivados del Anexo A del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. En general, no existen problemas de compatibilidad en los voltajes en las líneas de transmisión; pese a esto, es importante que el marco legal de la República de Costa Rica asegure el acceso a las líneas de transmisión para todos los agentes interesados en participar del MER. La regulación nacional no debe poner impedimentos que traben las compras y ventas de energía eléctrica entre agentes ubicados en distintos países.

Costa Rica tiene actualmente una serie de metas nacionales para que se cumplan los compromisos de aumentar la capacidad de porteo del país (que es la potencia máxima que un Centro de Consumo tiene reservada, para recibir potencia de la Fuente de Energía a través del Sistema), que va a afectar posteriormente la línea regional. Según el UEN CENCE (unidad administrativa del ICE encargada del control y despacho de carga), la capacidad actualmente nacional es muy limitada por lo cual se está en el proceso de incorporar nuevas líneas de transmisión importantes que van a aumentar esa capacidad, como por ejemplo la llamada Río Macho, el Este y San Miguel. El país también se encuentra en el proceso de diseño de una nueva subestación eléctrica en Parrita, en la provincia de Puntarenas, que será parte de la infraestructura que alimentará el proyecto eléctrico centroamericano. Todo lo anterior se realiza con el objetivo de contar con un anillo de 230KV, lo que le va a permitir al país tener mayor capacidad de porteo. Costa Rica también se encuentra trabajando en un proyecto de aumentar la capacidad de trasiego en algunas de las líneas. Sin embargo, se han presentado atrasos en la construcción de 70 kilómetros de la línea de transmisión eléctrica dentro de Costa Rica (tramo entre Parrita y Palmar – Osa), debido a los litigios judiciales que enfrenta el ICE para adquirir las servidumbres de varias fincas. Sin embargo, de los 493 kilómetros de longitud de la línea de SIEPAC dentro de Costa Rica ya la mayoría está construida.

Tabla 10 –Interconexión SIEPAC

Línea de interconexión	Voltaje (kV)	Países
Los Brillantes - Frontera Guatemala / México <sup>2</sup>	400	Guatemala hasta la frontera con México
Moyuta -Ahuachapán	230	Guatemala - El Salvador
15 de Septiembre - Agua Caliente (1)	230	El Salvador - Honduras
Prados - León I	230	Honduras - Nicaragua
Amayo - Liberia	230	Nicaragua - Costa Rica
Río Claro - Progreso	230	Costa Rica - Panamá
Cahuíta - Changuinola	230	Costa Rica - Panamá

Fuente: Ente Operador Regional, 2011 Tabla 10 –Interconexión SIEPAC

Tabla 11 – Tramos de la línea SIEPAC en los países de Centroamérica

Tramo Línea SIEPAC	Voltaje (kV)	Países
Aguacapa - Ahuachapán	230	Interconexión Guatemala - El Salvador
Guatemala Norte - Panaluya	230	Guatemala
Panaluya - San Buenaventura	230	Interconexión Guatemala - Honduras
Ahuachapán - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
15 de Septiembre - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
Agua Caliente - 15 de Septiembre (2)	230	Interconexión Honduras - El Salvador
Cajón - San Buenaventura	230	Honduras
Toncontin - San Buenaventura	230	Honduras
Agua Caliente - Subestación Sandino	230	Interconexión Honduras - Nicaragua
Subestación Sandino - Ticuantepe	230	Nicaragua
Ticuantepe - Cañas	230	Interconexión Nicaragua - Costa Rica
Cañas - Parrita	230	Costa Rica
Río Claro - Palmar Norte	230	Costa Rica
Río Claro - Veladero	230	Interconexión Costa Rica - Panamá

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Tabla 12 - Componentes de la RTR respecto a total en base de datos (BDD) del software PSS/E

Costa Rica RTR 2010			
Elemento de Transmisión	Voltaje (kv)	Total BDD	RTR
Nodos	230	31	28
	138	35	20
	69	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>66</b>	<b>48</b>
Transformadores de tres devanados	230	40	28
	138	40	27
	<b>TOTAL</b>	<b>80</b>	<b>55</b>
Transformadores de tres devanados	230/138/13.8	11	18
	230/69/13.8	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>11</b>	<b>18</b>

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

### Compatibilidad en los sistemas y base de datos

La participación en el MER requiere la compatibilidad en los sistemas de medición comerciales, los enlaces de comunicación y las interfaces y sistemas SCADA. Esto permitirá manejar de manera homogénea el tráfico de ida y vuelta necesario para la operación del sistema regional, incluida la comunicación de voz y datos para la supervisión y coordinación de las operaciones en tiempo real.

La implementación de la medición comercial es un punto estratégico para la viabilidad del MER. Dado que este utiliza un sistema nodal, es imprescindible contar con medidores adecuados en cada uno de los nodos de la red. De acuerdo con las fuentes del ICE consultadas, en el caso de Costa Rica el sistema de medición se encuentra en proceso de modernización.

Adicionalmente, los operadores de los respectivos sistemas nacionales están obligados a suministrar la información requerida para la base de datos regional, que será de libre acceso para los agentes y organismos regionales y nacionales. Dicha base de datos preverá, como mínimo, la organización de la información en una base comercial y una base operativa; las mismas contendrán todos los datos para la administración del mercado, el planeamiento operativo, los estudios de seguridad operativa y la operación coordinada del sistema regional.

### Prioridad en los contratos y participantes a nivel nacional

Los contratos son la herramienta que permitirá viabilizar el desarrollo de plantas de generación de alcance regional y, a través de ellas, la expansión de la transmisión regional.

El MER requiere que la normativa nacional posibilite a los generadores entrar en un contrato de largo plazo con otro agente del MER, independientemente del país de la región del cual provengan. Del mismo modo, los operadores de los respectivos sistemas nacionales deberán ser capaces de despachar con igual grado de prioridad los contratos regionales. Los contratos que surjan de acuerdos libres entre agentes de distintos países deben ser respetados salvo que su cumplimiento implique poner en riesgo los criterios de calidad y seguridad mínimos del sistema. Sobre este punto, Costa Rica tiene una fuerte limitante ya que el ICE es el único ente habilitado para realizar exportaciones e importaciones de energía. Esto según el artículo 2 de la Ley No 7848, que textualmente dice: *“Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante, así como las funciones propias de los agentes del*

*mercado que correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad, por habersele encomendado el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee y la planificación del sistema eléctrico nacional”.*

Por otro lado, el MER requiere que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización no estén concentradas en un mismo actor. De acuerdo con el art. 3 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central<sup>29</sup>, *“mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad”.* Desde el punto de vista de Costa Rica el Protocolo II aún no es aplicable pues no ha sido aprobado por la Asamblea Legislativa (actualmente se discute bajo el expediente 16971); sin embargo, este punto deberá ser cubierto por el ICE así como las reformas que se implementen en el mercado eléctrico costarricense una vez que ocurra dicha aprobación. Para ello, El ICE deberá garantizar el uso de contabilidades separadas para cada uno de los segmentos del sector eléctrico en los que participa.

### Capacidad del centro de despacho nacional para participar de un despacho regional

Es necesario implementar un centro de despacho económico ya que el MER realiza un despacho económico regional coordinado con los despachos nacionales.

En el caso de Costa Rica, la operación del despacho económico la ejerce el Centro de Control de Energía (CENCE, dependencia del ICE); sin embargo, por las características del mercado costarricense (ausencia de un mercado spot) sus operaciones son más reducidas en comparación con las de los centros de despacho del resto de los países de Centroamérica (con excepción de Honduras). Por ende, el centro de despacho del ICE deberá adecuarse a los requisitos para realizar intercambios a nivel regional en tiempo real.

### Parámetros de seguridad, calidad y desempeño

Los parámetros de seguridad, calidad y desempeño deberán adecuarse a fin de cumplir los requisitos mínimos enumerados en las Tablas 13, 14 y 15.

<sup>29</sup> Este artículo reforma el art. 5 del Primer Protocolo del Tratado Marco del MER.

Tabla 13 - Requisitos de calidad del MER

CALIDAD	Voltaje	Voltaje en las barras de la RTR en condiciones normales de operación debe estar dentro de 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento; Nivel máximo de distorsión por armónicos y las variaciones de la magnitud del voltaje en el SER en condiciones normales de operación, debe cumplir con lo establecido en las Normas IEC-1000-4-7, IEC-1000-4-15 e IEEE-519; Los Agentes Transmisores deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de tensión; Cada área de control debe contribuir a la calidad de voltaje operando debidamente sus generadores dentro de su curva de capacidad y sus equipos de control de voltaje, incluyendo capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de taps bajo carga (LTC).
	Frecuencia	La frecuencia nominal del SER es 60 Hz. Durante la operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 min., deberán estar entre $60 \pm 1.65 \sigma$ Hz ( $\sigma$ : desv. std. de la frecuencia promedio en período de 10 min. El valor de $\sigma$ será de 0.03 Hz.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 14 - Requisitos de seguridad del MER

SEGURIDAD	Operación normal	El sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.
	Contingencia simple	Ante la pérdida de un elemento, el sistema debe permanecer estable (inc. estabilidad de voltaje); no deben producirse disparos en cascada; la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. Para ello: no desconectar carga en forma automática + reducir las transferencias entre países.
	Contingencia múltiple	Ante la pérdida de dos o más elementos: el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; no deben producirse disparos en cascada no programados; la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia y los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. Para ello, se permite desconectar carga y generación
	Contingencia extrema	El EOR debe evaluar el riesgo que representa para el SER la ocurrencia de tales contingencias y proponer una estrategia de respuesta a las mismas.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER Tabla 15 - Requisitos de desempeño del MER

**Tabla 15 – Requisitos de desempeño del MER**

DESEMPEÑO	
<b>Regulación primaria</b>	<p>Todas las unidades deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad. Banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a <math>\pm 0.03</math> Hz con respecto a la frecuencia nominal. Reguladores de velocidad deben operar con un estatismo del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados. Reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima.</p>
<b>Regulación secundaria</b>	<p><math>ACE_{10MIN} &lt; 1.65 * (E_{10}) * \sqrt{SER} ((10\beta_i) * 10\beta_e))</math>                      donde:                      ACE10MIN: valor promedio del Error de Control de Área en un intervalo de 10 minutos (MW).                      E10: valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos (Hz). E10 es la meta de desviaciones de promedios de 10 min. de frecuencia del Sistema Interconectado. E10 = 0.03 Hz, calculado en base a mediciones reales de la frecuencia en el SER (EI EOR determinará la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de las áreas de control)  <math>\beta_i</math>: Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.  <math>\beta_e</math>: Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.</p>

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

## 6.5 Integración del MER<sup>30</sup>

### 6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER

El objetivo de este apartado es constituir una definición tarifaria para Centroamérica y Panamá que tome en cuenta: oferta de precios, disponibilidad de los recursos de generación y demandas de energía de los comercializadores de forma que fomente y exista efectividad en las compras de electricidad de plantas de energía renovable en la región, bajo un panorama integracionista del sistema eléctrico regional.

Debe considerar lo siguiente:

- Que los proyectos de energía con fuentes renovables requieren contratos de largo plazo para que su ejecución sea bancable.
- Que los proyectos mayores tienen suficiente importancia dentro de los sistemas nacionales por lo que siempre serán despachados, por lo menos parcialmente.
- Que los proyectos mayores tienen músculo financiero y economías de escala que los hacen competitivos.
- Que los proyectos menores generalmente son tomadores de precios.
- Que el proyecto ARECA está dirigido a centrales menores a 10 MW de energía de fuente renovable.
- Que para la ejecución de proyectos menores debe haber incentivos.
- Que existiría un incentivo si al establecer la definición tarifaria se considerara en el modelo el efecto del costo de los combustibles.

Para cumplir con el objetivo de este apartado se descarta cualquier intento de crear una fórmula de establecimiento de tarifas y por el contrario se recurre a mecanismos establecidos y reconocidos mundialmente.

Adicionalmente, no se debe olvidar que normalmente las tarifas eléctricas tienen por lo menos dos componentes básicos que se deben considerar:

#### 6.5.1.i Nivel de la Tarifa

El nivel de la tarifa es el monto promedio que se pagaría a un generador por un KWh, en el caso hipotético de que su central tenga un factor de planta del 100%. Para

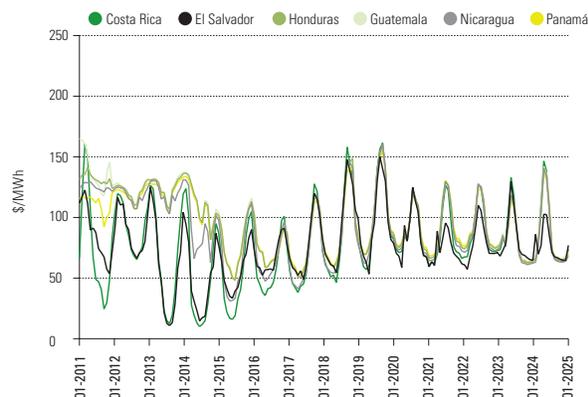
la determinación del nivel de la tarifa se propone que la fijación se realice usando el criterio de costo marginal<sup>31</sup>, es decir, el costo promedio de un KWh adicional en la red en el futuro. De este criterio existen dos variantes:

- Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) en el cual no se requiere ampliación de capacidad para producir la unidad adicional. En el caso de los sistemas eléctricos no se requiere agregar un kW más de potencia para producir un KWh de energía que la sociedad requiere.

#### Limitaciones del CMCP

- Tiene una alta variabilidad con el tiempo, pues cambia según el costo de los combustibles y las condiciones meteorológicas. Nótese en el gráfico que fue tomado del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, período 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central, que el costo marginal de corto plazo de la demanda tiene valores entre \$20 y \$160 por MWh.

Gráfico 16 - Costo marginal de la demanda según el CEAC



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- No considera el costo de la potencia ya que no hay adición de potencia.
- Su determinación se hace en términos constantes.
- En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.
- La rentabilidad se mide en términos económicos, es decir, que se usa el criterio del costo social del dinero.

30

Basado Bitu, 1993

31

De acuerdo Samuelson & Nordhaus, 1986

**Para usar el CMCP como mecanismo de fijación de nivel tarifario se debe ejecutar los siguientes ajustes:**

- Dada su alta variabilidad con el tiempo, se debe promediar este valor para el periodo de vida del contrato de compra venta de energía.
- Se debe considerar el costo de la potencia en por lo menos el costo de oportunidad de la instalación de la unidad más barata posible, es decir, el costo de oportunidad de tener una turbina de gas instalada:

$$CP = \frac{CITG * i}{i - (1+i)^{-n}} + OM$$

Donde:

- *CP* es el costo de la potencia
- *CITG* es el costo unitario por *KW* de inversión de una turbina de gas incluyendo intereses durante construcción.
- *I* es el costo social del dinero.
- *N* es la vida útil de la turbina de gas.
- *OM* es el costo de operación y mantenimiento fijo por *KW* de la turbina de gas

c. Como la determinación del CMCP se da en términos constantes, cualquier tarifa originada en este concepto requiere una fórmula de ajuste. Normalmente se usa para estos análisis el Dólar de los Estados Unidos de América, por lo que se debe usar un índice de ajuste relacionado con esta moneda, tal como:

- **SeriesId:** PCU333611333611
- **Industry:** Turbine and turbine generator set units mfg
- **SeriesId:** CUUR0000SA0NotSeasonallyAdjusted
- **Area:** U.S. city average
- **Índice** del Bureau of Reclamation

d. Se deben considerar las tasas de impuestos por país para hacer los ajustes necesarios para que el generador reciba efectivamente la tarifa determinada y no una menor por efecto de las cargas tributarias.

• **Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP):** se requiere ampliación de capacidad para producir la unidad adicional. En el caso de los sistemas eléctricos se requiere agregar un kW más de potencia para producir el KWh de energía que la sociedad requiere. Este indicador tiene poca variabilidad y el método más usado para su cálculo es el Costo Incremental Promedio (CIP), según los incrementos de las inversiones previstas del Plan de Expansión y los incrementos de demanda. Se explica por la siguiente fórmula:

$$CIP = \frac{\sum_{i=t}^T VPN(\Delta I)}{\sum_{i=t}^T VPN(\Delta MWh)}$$

Donde para cada año *i, t* es el año inicial del horizonte de análisis del Plan de Expansión, *T* es el año final del horizonte de análisis del Plan de Expansión, *VPN* significa valor presente neto,  $\Delta I$  es la variación interanual del costo de servir la demanda,  $\Delta MWh$  es la variación interanual de la demanda de energía y la tasa de descuento usada es el costo social de dinero.

#### Limitaciones del CMLP:

- Su determinación se hace en términos constantes.
- En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.
- La rentabilidad se mide en términos económicos, es decir, que se usa el criterio del costo social del dinero.

**Para usar el CMLP como mecanismo de fijación de nivel tarifario se debe ejecutar los siguientes ajustes:**

a. Como la determinación del CMLP es en términos constantes, cualquier tarifa originada en este concepto requiere una fórmula de ajuste. Normalmente se usa para estos análisis el Dólar de los Estados Unidos de América, por lo que se debe usar un índice de ajuste relacionado con esta moneda, tal como:

- **SeriesId:** PCU333611333611
- **Industry:** Turbine and turbine generator set units mfg
- **SeriesId:** CUUR0000SA0NotSeasonallyAdjuste
- **Area:** U.S. city average
- **Índice** del Bureau of Reclamation

b. Se deben considerar las tasas de impuestos por país para hacer los ajustes necesarios para que el generador reciba efectivamente la tarifa determinada y no una menor por efecto de las cargas tributarias.

Recomendaciones para definir el nivel de la tarifa pagadera a un generador de energía renovable:

- El documento que se debe usar de base es el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación vigente, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central.
- El criterio de Costo Marginal de Largo Plazo es el que se debe usar, debido a que es el costo promedio de un KWh servido en el futuro, su valor tiene poca variabilidad interanual y es un cálculo normal cuando se determina el Plan de Expansión de la Generación. Además tiene implícito un incentivo para los proyectos de energía de fuentes renovables ya que en su fijación se toma en cuenta el costo de los combustibles necesarios para la generación térmica.
- El año cero del análisis del Costo Marginal de Largo Plazo para la fijación de la tarifa debe ser el año en que se firma el contrato de compra venta de energía del generador de energía renovable.
- La tarifa debe ser fijada en dólares y tener su fórmula de ajuste con un índice relacionado con esta moneda; de no ser así el riesgo del proyecto se incrementa por razones cambiarias e inflacionarias, lo que reduciría significativamente las posibilidades de financiamiento.
- Para el costo social del dinero, con el que se hace el cálculo del Costo Marginal de Largo Plazo, normalmente se usa una tasa del 12% en términos constantes. Si se considera que la tasa de inflación anual del Dólar de los Estados Unidos se mantenga similar a la de los últimos 10 años que fue 2.32%, la rentabilidad del EBITDA de los proyectos sería cercana al 14.6% ( $1.0232^*1.12 - 1 = 0.146$ ), por lo que con una buena ingeniería financiera la rentabilidad del patrimonio comprometido en el desarrollo del proyecto sería razonable, de no haber impuestos.

• Debido a que la energía es una herramienta de movilidad social y un insumo para el desarrollo de las economías, se debe tratar en primera instancia de exonerar de impuestos a la empresas generadoras de energía, en especial a las generadoras de energía renovables. En segunda instancia se debe tratar de armonizar el tema tributario de las empresas de energía del área para evitar que se construyan proyectos menos convenientes económicamente solo por el hecho de que otros más convenientes económicamente estén localizados en un país donde el régimen tributario hace que estos últimos sean menos atractivos para los inversionistas. Una vez armonizado el régimen tributario, el valor del nivel de la tarifa obtenida por el Costo Marginal de Largo Plazo debe ser ajustada para que se compensen las cargas tributarias.

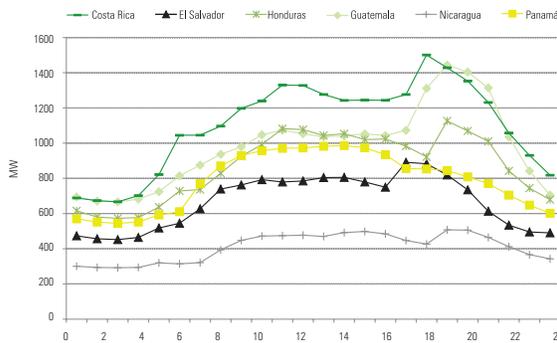
### 6.5.1.ii Estructura de la Tarifa

De haber una tarifa que no tenga diferencias horarias, la señal tarifaria para el productor sería que los proyectos deben construirse sin capacidad de embalse, por lo cual se perdería la capacidad de regulación horaria y además los proyectos serían subdimensionados al recurso. Para evitar esto se propone una diferenciación horaria para que la tarifa sea mayor en las horas de mayor demanda y menor en las horas de menor demanda, con el propósito de que los proyectos sean diseñados y operados con el fin de que ayuden a configurar la oferta necesaria para suplir la curva de demanda.

Para hacer la modulación horaria se proponen los siguientes pasos:

- a. Se debe partir de las curvas de demanda de cada uno de los países. (La gráfica fue tomada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central).

**Gráfico 17 - Curva de carga típica (lunes a viernes - año 2007)**



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

b. Se integra en una curva de demanda regional con la suma de las demandas de los países de la región. (La gráfica fue tomada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación periodo 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central)

**Gráfico 18 - Curva de carga adimensional (lunes a viernes, año 2007)**



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

**Gráfico 19 - Curva de carga total (lunes a viernes, año 2007)**



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- c. Se calcula la demanda de energía en cada hora y se obtiene la demanda de energía promedio del día.
- d. Se hace el cociente de la demanda de energía de cada hora entre la demanda de energía promedio del día.
- e. Se discrimina entre las horas de alta demanda y las horas de baja demanda.
- f. Se obtiene un promedio del numeral cuarto para las horas de alta demanda y otro para las horas de baja demanda.
- g. Estos promedios son los factores de corrección que se le deben aplicar al Costo Marginal de Largo Plazo para obtener la tarifa para las horas de alta demanda y las de baja demanda.

**6.5.2 Modelos alternativos de contratación. Actividades y procedimientos que fomentan el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa**

Esta sub-sección presenta una reseña de diversas medidas tomadas en otros países y bloques regionales del mundo. Se puso especial énfasis en los casos de la Comunidad Europea -que tiene como principal referente a Alemania y a España-, a los Estados Unidos y a Brasil. Aunque en esta sub-sección se analizan herramientas, se muestra cómo ha sido la experiencia de los distintos países en cuanto a su implementación y resultados.

**6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa**

Aunque la Generación Distribuida ha motivado numerosos debates y estudios alrededor del mundo, es aún un tipo de tecnología en proceso de desarrollo pero que ya ha mostrado interesantes perspectivas.

En rigor, no existe una única definición de lo que se considera generación distribuida; sin embargo, casi todas contemplan las siguientes características:

- Se trata de centrales generadoras conectadas directamente a la red de distribución.
- Las centrales son de pequeña escala; entendiéndose por “pequeña escala” generalmente aquellos proyectos menores a 5 ó 10 MW.

- Utilizan principalmente energías renovables (mini-hidráulicas, eólicas, solar y biomasa). También es posible encontrar motores de combustión interna a base de combustibles fósiles, turbinas gas, microturbinas de gas, entre otras no renovables.

El auge de los sistemas de generación se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. En áreas donde los precios y la demanda aumentan y la oferta es reducida, la instalación de generadores en los sitios de los usuarios puede ser provechosa tanto para estos como para los distribuidores. Esto permitirá a los usuarios generar su propia energía durante los períodos punta -cuando los precios son altos- al tiempo que la red vería reducir su demanda, con el consiguiente alivio en los precios y la necesidad de realizar inversiones adicionales. Los productores de generación distribuida contribuyen de esta forma a mejorar la curva de carga del sistema, pues al generar su propia energía durante los períodos punta, efectúan una disminución de sus consumos “achatando” la curva de carga. Además pueden colocar energía en la red una vez satisfecho su consumo propio. Cuando el número de generadores distribuidos es lo suficientemente grande, el efecto combinado de estas medidas logra el retraso o hasta la sustitución de inversiones en el sistema eléctrico.

Desde el punto de vista de los usuarios, la Generación Distribuida permite tener mayor confiabilidad, aumento en la calidad de energía, reducción del número de interrupciones del servicio y reducir los costos de la energía (por ejemplo, en los proyectos que utilizan desechos biomásicos para generar su propia electricidad en horas pico). Desde el punto de vista de los beneficios para la red, se puede incluir reducciones de pérdidas en transmisión y distribución de la energía eléctrica (por acercar la generación al consumo), permite el abastecimiento de energía eléctrica en zonas remotas/áreas rurales, libera la capacidad instalada del sistema eléctrico, proporciona mayor control de la energía reactiva, brinda mayor regulación de tensión, menor congestión y saturación en la red de distribución y reducción del índice de fallas (U.S. Department of Energy, 2007).

Por tratarse de un tipo de generación nueva, existen barreras inherentes a este tipo de tecnología. Todavía existe falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado (por

ejemplo, generación eólica off-shore, energía solar térmica, entre otras). Un problema más específico es que estas tecnologías enfrentan problemas de interconexión a la red. Esto se debe a que las redes de distribución son típicamente radiales -es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección- mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones; por lo tanto, surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

Es por ello que en muchos casos, los requisitos y procedimientos impuestos por las distribuidoras a los generadores de estas fuentes significan barreras importantes para la integración de los proyectos. Por ejemplo, en los Estados Unidos, los términos, condiciones, requisitos de redundancia, reglas de interconexión, cargos por servicios de respaldo y otros, plantearon dificultades para este tipo de proyectos:

*“Los distribuidores tienen una forma de pensar pre-establecida; hay que considerar que hay operadores que han manejado el sistema por años; han administrado diversas contingencias tantas veces que ya tienen un idea fija acerca de cómo hacer las cosas; ideas que pueden no ser compatibles con la incorporación de la Generación Distribuida” (Hansen, 2001).*

Como respuesta a este tipo de problemas, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE) ha emitido (y continúa trabajando en) una serie de normativas con el propósito de aunar criterios y mejores prácticas en un estándar técnico universal: la norma IEEE 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”. Dicha normativa<sup>32</sup> incluye los siguientes componentes:

- IEEE 1547.1, publicada en el 2005. Describe las pruebas necesarias en el momento de realizar la interconexión para saber si los equipos se adecuan al estándar.
- IEEE 1547.2, publicada en el 2008. Es la guía para la aplicación del estándar IEEE 1547
- IEEE 1547.3, publicada en el año 2007. Provee detalles acerca de las técnicas de monitoreo para sistemas distribuidos.
- IEEE 1547.4, (en borrador), es una guía para el diseño, operación e integración de sistemas de **generación distribuida en isla a la red.**

<sup>32</sup> Disponible en [http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547\\_index.html](http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html)

- IEEE 1547.5, (en borrador), destinada a interconectar fuentes distribuidas mayores a 10 MVA a la red de transmisión
- IEEE 1547.6, (en borrador), guía de buenas prácticas para interconectar fuentes de GD con redes de distribución secundarias.
- IEEE 1547.7, (en borrador), guía para conducir el estudio de impacto a la red de distribución atribuible a la interconexión de fuentes de GD.

Como puede apreciarse, si bien muchas de estas guías se encuentran en preparación, las principales ya se encuentran disponibles y podrían ser adaptadas para su aplicación en las redes de Centroamérica.

En Centroamérica, actualmente existen dos países con normativas en este sentido, Guatemala y Costa Rica; y aunque sin una normativa específica, un esquema similar funciona en Honduras.

En Guatemala, el reglamento a la Ley General de Electricidad (LGE) introduce la modalidad de generación distribuida, que permite que centrales de generación con recursos renovables cuya potencia no exceda 5 MW se conecten directamente a instalaciones de distribución. Las centrales generadoras que se adhieran a este mecanismo reciben el nombre de “Generadores Distribuidos Renovables”. Esta modalidad está regulada a través de la norma técnica CNEE 171-2008. Adicionalmente, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ofrece comprar la energía de los proyectos hidroeléctricos, en el rango de 200 a 3,000 KW de potencia, bajo el esquema de generación distribuida<sup>33</sup>.

Los Generadores Distribuidos Renovables pueden participar en contratos con distribuidoras u otros actores del mercado mayorista y no pagarán peaje en función de transportista al distribuidor ni peaje por el uso del sistema secundario al que se encuentren conectados, debido a que deberá considerarse el uso de las instalaciones como realizadas en sentido contrario del flujo preponderante de la energía del sistema de distribución respectivo. El Generador Distribuido Renovable pagará el peaje correspondiente al sistema principal de transporte, únicamente para los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuenta con potencia firme.

33 Ver por ejemplo:  
<http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/ImgLinks/2009-10/1367/Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf>

En Guatemala ya existen varios proyectos adheridos a esta modalidad, totalizando capacidad por 7.61 MW de acuerdo a la memoria del año 2009-2010 de la CNEE. Entre ellos, podemos nombrar las mini-hidroeléctricas Santa Elena, en Escuintla; Kaplan Chapina, en Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa; Los Cerros, en San José El Rodeo, San Marcos; Cueva María, en Cantel, Quetzaltenango, e HidroPower, en Escuintla; y Jesbon Maravillas, en San Marcos.

En Costa Rica, la generación distribuida se puede definir en general como aquella conectada directamente a las redes de distribución en unidades pequeñas, y (a diferencia del caso de Guatemala) no sujeta a la planificación o al despacho centralizado. El “Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo” es un programa limitado de escala experimental, diseñado por el ICE, aplicado a sus clientes, para estimular la instalación de pequeños sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables. Tiene el doble propósito de estudiar tanto las nuevas tecnologías, como el efecto de la generación distribuida sobre las redes.

El Plan Piloto cubre únicamente pequeños sistemas de generación conectados a la red y basados en fuentes renovables, para autoconsumo. Las fuentes cubiertas por este Plan son la solar, biomasa, eólica e hidroelectricidad, así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor (el ICE podrá incluir otras fuentes que desee estimular durante la vida de este plan piloto). La utilización de las fuerzas del agua está condicionada a la obtención de la correspondiente concesión de aprovechamiento de la misma.

Aunque la instalación de pequeños sistemas de generación distribuidos puede ser realizada por la empresa eléctrica, o por terceros con el propósito principal de aportar o vender energía a la red, el Plan Piloto se circunscribe exclusivamente a los sistemas para autoconsumo. Se busca estimular a los clientes de la empresa eléctrica para que realicen inversiones en sus propias instalaciones, aprovechando áreas de techo, excedentes de biomasa, o sobrantes de calor, para cubrir parte de su demanda eléctrica. Dado que la energía producida para autoconsumo solo se usa para disminuir la demanda del cliente eléctrico que la genera, no se trata de un servicio público porque solo interesa al cliente que la consume. No se vende en la red y la empresa eléctrica no reconoce ningún pago por ella (como el programa está circunscrito a la generación para autoconsumo, los créditos solo se pueden usar para compensar consumo, y

no dan derecho a algún pago o compensación adicional). Para la escala del presente Plan Piloto, los costos que produce este programa son fácilmente absorbidos dentro de los gastos de investigación y desarrollo de la empresa, y por lo tanto no se requiere una fijación tarifaria especial. El alcance de este programa es mucho menor que el del caso de Guatemala, ya que la capacidad total que se instalará bajo este Plan está limitada a cinco megawatts, de los cuales al menos uno estará reservado a sistemas instalados por clientes residenciales.

### 6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento

Una barrera similar por resolver en los sistemas de Generación Distribuida son las barreras económico-financieras. Al tratar a los proveedores de Generación Distribuida como unidades generadoras “convencionales”, reciben el mismo precio que estos últimos. Es importante destacar que para efectos de aliviar esta barrera, no sería necesario el uso de un esquema de incentivos específicos para la generación distribuida sino más bien el reconocimiento de su especificidad, esto es, el hecho que por depositar la energía próxima al punto de consumo, las fuentes de Generación Distribuida *en efecto están brindando el servicio de generación y el de transmisión, ya que cuando el centro de generación está cerca del centro de consumo, se evitan una serie de activos e inversiones dentro del sector eléctrico (redes de transmisión y/o distribución)*. Típicamente la generación distribuida se produce en el centro de consumo, lo que requiere el reconocimiento de esa externalidad positiva para esta forma de generación. Si no se puede efectuar ese reconocimiento a toda la producción eléctrica de la generación distribuida, al menos se puede aplicar a la que se inyecta a la red eléctrica. Puede ser con un instrumento como las Feed-in Tariffs, el uso de precios nodales o con el reconocimiento de la tarifa que aplica la distribuidora al usuario final.

En relación a esta misma barrera, un tipo de desarrollo muy común en los EEUU (el Programa Federal Norteamericano “**Super-ESPC**”, por “*Super Energy Savings Performance Contracts*”<sup>34</sup>) y en Europa, especialmente para proyectos de cogeneración (centrales que generan para su propio consumo y venta

de excedentes a la red) y eficiencia energética, es el de Financiación por Terceros (*TPF, Third Party Financing*), particularmente a partir del vehículo denominado “Compañía de Servicios Energéticos” (*ESCO – Energy Service Company*). Las ESCO pueden proporcionar un amplio rango de servicios, desde el diseño, financiación e instalación hasta su operación, mantenimiento y monitorización. Por lo general, la ESCO dirige el proyecto, consigue financiación y será la propietaria de la instalación. Lo más importante es que la garantía al usuario las producciones térmicas y eléctricas a precios convenidos durante la duración del contrato. La TPF está vinculada al contrato de la instalación. La ESCO realiza un análisis profundo de las posibilidades de generación, diseña una solución eficiente, instala los elementos/equipos requeridos y mantiene el sistema para asegurar los ahorros/excedentes en concepto de energía durante el período de repago. Los ingresos/ahorros sirven para repagar los gastos de capital del proyecto, usualmente para un período de entre cinco a veinte años, o para realizar inversiones adicionales en la planta que no serían posibles de otra manera. Si el proyecto no provee suficientes retornos a la inversión, la ESCO es responsable de hacerse cargo de la diferencia.

Los costos pagados por el cliente para la inversión así como los servicios y garantías de la ESCO están incluidos en el precio unitario convenido del calor y la electricidad generados (según corresponda) por la unidad de generación/cogeneración. Es decir, el promotor no realiza ninguna inversión, ya que sólo paga por los servicios acordados en el contrato con la ESCO (suministro de energía eléctrica, calefacción, vapor, entre otros.). Otra ventaja determinante es que el promotor no necesita tener conocimientos especializados en proyectos energéticos.

### 6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados

La Unión Europea es el bloque con mayor documentación disponible acerca del impacto de los distintos esquemas de incentivos. En este trabajo se analiza dos tipos de incentivos propiamente dichos, junto con un conjunto de medidas utilizadas para mitigar las barreras habituales que atentan contra el desarrollo de las energías renovables.

34 Ha sido responsable de 550 proyectos por USD 3,600 millones en contratos ESPC. Véase por ejemplo: <http://www1.eere.energy.gov/femp/financing/espcs.html>

**Feed-in tariffs (FITs)**

Las Feed-In Tariffs (FITs) son uno de los instrumentos normativos más utilizados para impulsar el desarrollo de las Energías Renovables. Aunque existen muchas variantes, este tipo de esquemas usualmente incluye acceso a la red garantizado, contrato de largo plazo con algún comprador y una tarifa especial -fija o ajustable de acuerdo con un esquema preestablecido- que incluye una prima sobre el precio de mercado del sistema eléctrico.

En el caso de España y Alemania -los países usualmente tomados como ejemplo en cuanto a la aplicación de estos esquemas- los costos adicionales son pagados por los distribuidores de manera proporcional a sus ventas, aunque la carga en definitiva es trasladada por estos a los consumidores.

**Caso de Alemania**

El sistema Alemán de FIT establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por las centrales, en razón del tamaño de la escala, la tecnología y la fuente renovable utilizada, las cuáles son aseguradas por un largo plazo (períodos fijos, por ejemplo tarifas hasta el 2025). Esta diferenciación de las tarifas persigue evitar "sobre-financiar" a centrales que se encuentran en una situación más competitiva; apoyar a centrales que no necesitan en la práctica de dichos incentivos o medidas de apoyo, solo se traduce en el uso ineficiente de los recursos. Por ejemplo, las tarifas más altas corresponden -en orden decreciente- a la electricidad de origen solar, seguida por la geotérmica, la biomasa, las eólicas *off-shore*, hasta llegar a las centrales hidroeléctricas entre 50 y 100 MW, que reciben el menor precio del esquema. Esta diferenciación por fuente apoya definitivamente a formas de generación renovable con mucho futuro, pero que actualmente tienen rezagos con desarrollos comercialmente competitivos.

Otro elemento característico del FIT alemán consiste en la disminución progresiva de las tarifas fijadas por la autoridad. Todos los años las tarifas se reducen en un determinado porcentaje respecto de la fijada originalmente para las centrales que entran en operación ese año. Por ejemplo, si una central entra en operación el primer año, podrá acceder al 100% de la tarifa por la duración de este beneficio; las que entran el segundo año reciben solo un 95% de la tarifa original por el plazo restante y así sucesivamente. La tasa de disminución anual dependerá también del tipo de tecnologías. Esta gradualidad incentiva el desarrollo tecnológico y la implementación comercial de la fuente, al dar un mayor apoyo al inicio del proceso, y luego reducir el subsidio con la expectativa de que la tecnología vaya disminuyendo costos y progresando en el espacio comercial.

**Caso de España**

El FIT Español, por su parte, no utiliza tarifas fijas. La prima en este caso es proporcional a los costos marginales promedio del año anterior y por ende la tarifa especial varía anualmente. Como en el sistema alemán, existen tarifas diferenciadas según tipo de energía y tamaño, las que se calcularán con base en el valor de los costos marginales del año anterior. Otra diferencia es que en España la tarifa será plana por un período determinado de tiempo (sin importar en qué año entró en funcionamiento la central), al cabo del cual se reduce por igual para todas las centrales de ese tipo de energía. Así, por ejemplo, por un período inicial de 10 años la tarifa para la generación eólica será de 150% de los costos marginales, al cabo de los cuales baja a 125% por un período de cinco años y así sucesivamente. Esta es otra forma de incentivo. Es fundamental que existan plazos largos y que las tarifas se mantengan, con el objetivo de enviar una señal confiable al sistema financiero y apoyar el desarrollo tecnológico de la fuente.

Tabla 16 - FITs promedios (€/kWh) vigentes en la UE (Abril de 2010)

País	Eólica	Eólica 'Off-shore'	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Hidroeléctrica
Austria	0.073	0.073	0.29 - 0.46	0.06 - 0.16	n/a
Bélgica	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bulgaria	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.34 - 0.38	0.08 - 0.10	0.045
Chipre	0.166	0.166	0.34	0.135	n/a
Rep. Checa	0.108	0.108	0.455	0.077 - 0.103	0.081
Dinamarca	0.078	0.078	n/a	0.039	n/a
Estonia	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051
Finlandia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Francia	0.082	0.31 - 0.58	n/a	0.125	0.06
Alemania	0.05 - 0.09	0.13 - 0.15	0.29 - 0.55	0.08 - 0.12	0.04 - 0.13
Grecia	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.55	0.07 - 0.08	0.07 - 0.08
Hungría	n/a	n/a	0.097	n/a	0.029 - 0.052
Irlanda	0.059	0.059	n/a	0.072	0.072
Italia	0.3	0.3	0.36 - 0.44	0.2 - 0.3	0.22
Letonia	0.11	0.11	n/a	n/a	n/a
Lituania	0.1	0.1	n/a	0.08	0.07
Luxemburgo	0.08 - 0.10	0.08 - 0.10	0.28 - 0.56	0.103 - 0.128	0.079 - 0.103
Malta	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Holanda	0.118	0.186	0.459 - 0.583	0.115 - 0.177	0.073 - 0.125
Polonia	n/a	n/a	n/a	0.038	n/a
Portugal	0.074	0.074	0.31 - 0.45	0.1 - 0.11	0.075
Rumania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Eslovaquia	0.05 - 0.09	0.05 - 0.09	0.27	0.072 - 0.10	0.066 - 0.10
Eslovenia	0.087 - 0.094	0.087 - 0.095	0.267 - 0.414	0.074 - 0.224	0.077 - 0.105
España	0.073	0.073	0.32 - 0.34	0.107 - 0.158	0.077
Suecia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Reino Unido	0.31	n/a	0.42	0.12	0.23

Fuente: Europe's Energy Portal, 2010

**Caso de Brasil**

En Brasil, el esquema conocido como PROINFA funciona de manera similar. Trabaja con tres fuentes: la energía eólica, la biomasa (residuos de madera y bagazo de caña) y microcentrales hidroeléctricas. El sobrecosto se paga a través de un fondo pagado por los medianos a grandes consumidores. Su impacto hasta diciembre del 2010 se resume en la Tabla 17.

Tabla 17 - PROINFA (Brasil)

Fuente	Operación comercial por PAC	En construcción	Por iniciar construcción						Total contratado
			con EPC		sin EPC		Total		
Peq. Hidro	Cant.	35 70.0%	15 30.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	50
	MW	735.2 74.1%	257 25.9%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	992.2
Biomasa	Cant.	4 100.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	4
	MW	110.9 100.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	110.9
Eólicos	Cant.	18 39.1%	10 21.7%	16 34.8%	2 4.3%	18 39.1%	18 39.1%	46	
	MW	253.55 22.3%	405 35.6%	443.75 39.0%	34.3 3.0%	478.05 42.1%	478.05 42.1%	1136.6	
Total Instalado	Cant.	57 57.0%	25 25.0%	16 16.0%	2 2.0%	18 18.0%	18 18.0%	100	
	MW	1099.65 49.1%	662 29.6%	443.75 19.8%	34.3 1.5%	478.05 21.3%	478.05 21.3%	2239.7	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil, 2010

Los esquemas FITs enfrentan el problema de utilizar un precio correcto que permita compensar en la medida “justa” a cada tipo de tecnología. Resta decir que una generalización -en este caso, en la tarifa- puede premiar “en exceso” a proyectos que no lo necesitan y ser insuficiente para otros. Pese a esto, los reportes de la UE indican que estos esquemas han sido eficientes en la promoción de energías renovables, particularmente en el caso de proyectos eólicos (la eficiencia, en este contexto, se define como “la habilidad de un esquema para incrementar la generación de ERs”<sup>35</sup>). Las FITs hacen un trabajo eficiente, no solo porque retribuyen externalidades positivas, sino también porque permiten competir a estos proyectos dentro de mercados dominados por recursos no renovables que no han compensado sus externalidades negativas.

### Certificados Verdes

Bajo el sistema de certificados verdes -actualmente vigente en varios países de la Unión Europea- la Energía Renovable es vendida a precios de mercado. A efectos de financiar el costo adicional de la energía verde, y para asegurar que la energía limpia es generada, todos los consumidores (en algunos casos, los productores) tienen la obligación de comprar un número dado de certificados verdes de parte de los productores de Energías Renovables, de acuerdo con un porcentaje fijo o cupo de su consumo/producción total de electricidad. Las multas por incumplimiento se destinan a fondos de fomento de las ERs o al presupuesto gubernamental. Como los consumidores/productores desean cumplir sus obligaciones al menor costo posible, se genera un mercado secundario donde los productores de ERs compiten entre sí para la venta de certificados. Así, este esquema se basa en señales de mercado que tienen el potencial de asignar los recursos de manera eficiente, con menores riesgos de “sobre-financiación” (en comparación con los que enfrentan los esquemas FITs).

Debido a su reciente implementación, es difícil analizar la efectividad del mecanismo de certificados verdes. En el caso de biogás, sin embargo, los estudios concluyen que los resultados han sido igualmente buenos en comparación con los esquemas FITs.

### Mecanismos para mitigar barreras administrativas

Muchas de las barreras que afectan a los proyectos de Energías Renovables en Centroamérica no son distintas

a las que ocurren en los países más desarrollados. Un problema recurrente -especialmente en proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos- es el *gran número de autoridades involucradas en los trámites administrativos y la falta de coordinación entre ellos*. Para evitar este problema, algunos países designan agencias de autorización especiales que se encargan de la coordinación de todos los procedimientos administrativos involucrados en la autorización/evaluación de un proyecto. Este es el caso del *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie*, entidad creada específicamente para proyectos eólicos *off-shore*. En Centroamérica, un buen paso es el esfuerzo por implementar ventanillas únicas para procesos o permisos relacionados con el desarrollo de la energía con recursos renovables, como en el caso de Nicaragua con la ventanilla única para la aprobación de proyectos tipo MDL.

Una barrera similar es la *excesiva longitud para la obtención de permisos*, que para algunas tecnologías en países como Holanda y Escocia llegaban a alcanzar períodos de entre dos a siete años (*Commission of the European Communities, 2005*). A efectos de brindar mayor transparencia en este proceso, por ejemplo, la British Wind Energy Association publica anualmente las estadísticas de aprobaciones/emisiones de permisos anuales para proyectos eólicos. Otra herramienta es realizar *pre-planeamientos territoriales*, identificando sitios con potencial para energías renovables donde los requisitos burocráticos son reducidos e implementados con mayor celeridad. En Suecia, por ejemplo, estas áreas se llaman “*áreas de interés nacional eólico*”.

A pesar de que en algunos países centroamericanos se hacen esfuerzos para agilizar trámites y hasta se emiten leyes en ese sentido (en Costa Rica existe la Ley N°. 8220 denominada Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos) lo cierto es que la región centroamericana se caracteriza por tener procesos lentos y engorrosos a nivel administrativo. Adicionalmente y en el campo de los recursos renovables, algunos de ellos no tienen un plazo de respuesta definido (en algunos casos por dudas de la Administración a las que se les aplica el principio precautorio “*induvio pro natura*”) lo que deja en estado de indefensión a los promotores de los proyectos.

Por último, la *incertidumbre respecto a la cobertura de los costos de interconexión* también es una barrera recurrente en países europeos. Dinamarca, Finlandia,

35

Commission of the European Communities, 2005

Alemania y Holanda buscan solucionarla difundiendo reglas transparentes en este aspecto. Por ejemplo, determinando que los costos de conexión sean afrontados por los desarrolladores, mientras que los costos relacionados con la expansión de la red y los refuerzos a nivel de distribución o transmisión sean cargados por los operadores de la red con incidencia en las tarifas finales.

#### 6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams

Un problema recurrente a nivel mundial es la creciente oposición a proyectos hidroeléctricos, problemática sobre la cual Centroamérica no ha estado exenta. Las causas para dicha oposición son variadas, pero esencialmente se relacionan con una larga historia de promesas incumplidas: acceso a la energía y oportunidades de desarrollo, entre otras; a lo que hay que agregar la desigualdad en la repartición de costos y beneficios, familias incorrectamente reubicadas, falta de reconocimiento a comunidades y territorios originarios, disminución de la productividad en tierras y de potencial pesquero en ríos, entre otros.

Al mismo tiempo, el aprovechamiento de los recursos hidráulicos es de cabal importancia para el desarrollo de las Energías Renovables y, en numerosas ocasiones, de localidades rurales y sistemas aislados.

Restaurar el delicado equilibrio entre estos opuestos en constante tensión ha sido el propósito de la *World Commission on Dams* (Comisión Mundial de Represas), una entidad sin fines de lucro que reunió expertos de todos los sectores, desarrolladores, comunidades minoritarias, sociedad civil, entidades gubernamentales, con el propósito de conciliar una serie de principios que permitan el armónico y sustentable desarrollo de este tipo de emprendimientos. Estos principios constituyeron los "Lineamientos de la WCD para la Construcción de Proyectos Hidroeléctricos" ("*Dams and Development, a New Framework for Decision Making: The Report of the World Commission on Dams*")<sup>36</sup>.

En líneas generales, la guía de la WCD plantea una serie de buenas prácticas en todos los actores involucrados en el proceso de decisión en materia de aprovechamientos hidráulicos, desde las autoridades gubernamentales hasta los desarrolladores de proyectos pasando por la sociedad civil, especialmente

las comunidades más afectadas por el proyecto. La no-violación de los principios fundamentales establecidos en el reporte de la WCD es hoy un requisito indispensable para la obtención de las cartas de aprobación nacional para los proyectos que deseen inscribirse dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (la carta de aprobación nacional es necesaria para que los proyectos hidroeléctricos del MDL puedan vender sus créditos a países de la Unión Europea). También lo es para una gran cantidad de bancos y agencias de crédito que prefieren dar fondos a proyectos que cumplan con los lineamientos de la WCD. Concretamente, existen 26 principios que los proyectos deben cumplir (WCD, 2000); sin embargo, muchos no tienen aplicación universal y por ende la guía debe ser entendida como un "lineamiento" más que como una normativa rígida y estricta.

Al tomar en cuenta esto, el Esquema de Intercambio de la Unión Europea (EU ETS) ha emitido unas "*Guías para un entendimiento común del artículo 11b (6) de la Directiva 2003/87/EC y las modificaciones introducidas en la Directiva 2004/101/EC*", donde establece los lineamientos comunes que seguirán los países del EU ETS, usando una plantilla con requisitos más concretos basados en los lineamientos de la WCD.

Los proyectos alineados con estas premisas cumplirán los siguientes objetivos:

- Aceptación del público, a través de un proceso participativo en la elaboración de los planes de desarrollo, la identificación de necesidades y la consideración comprensiva de todas las alternativas disponibles para la expansión energética.
- Solución de problemas remanentes derivados de represas y proyectos hidroeléctricos realizados en el pasado.
- Garantizar la sustentabilidad de los ríos y las condiciones de vida, incluyendo impactos ambientales y sociales.
- Reconocimiento de derechos adquiridos y repartición equitativa de beneficios.
- Existencia de mecanismos legales para asegurar el cumplimiento de los compromisos derivados de la implementación del proyecto.
- Compartir los ríos para la paz, el desarrollo y la seguridad.

Además de los objetivos inmediatos de la participación de los proyectos en los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto, la verificación de estos lineamientos es importantísima en vistas a permitir el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos garantizando, al mismo tiempo, que no se vulnerarán los derechos de los individuos involucrados en los distintos niveles (regional, estatal, nacional) y se mantendrán las condiciones ecológicas que permitirán su igual aprovechamiento por parte de las generaciones futuras.

Al mismo tiempo, es importante entender que estos procesos tienen costos asociados que deben cubrirse y que limitan la competitividad de aquellos que los cumplen, por lo que es sano para una competencia leal, la promoción de estos principios para todos los aprovechamientos eléctricos, especialmente al considerar que el efecto de los costos asociados se magnifica en proyectos pequeños.

### *6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales*

Es importante resaltar que existe un número importante de medidas utilizadas a lo largo del mundo. Desafortunadamente, en muchas ocasiones el éxito de una política depende de las condiciones del país donde se aplican, la tecnología involucrada, los mecanismos institucionales y otros factores, por lo que no existen recetas universales que garanticen el éxito.

Un corolario de la observación anterior es que todas las alternativas tienen un costo. Se ha visto que muchas de las medidas enunciadas impactan la tarifa de los consumidores finales; una medida que no puede ser del todo atractiva, políticamente, en los países centroamericanos.

Por último, otra conclusión importante tiene que ver con la oportunidad que el MER representa sobre los distintos mercados eléctricos centroamericanos. La integración de un mismo esquema de reglas e incentivos para las energías renovables podría contribuir a crear las economías de escala y el grado de competencia necesaria para impulsar este tipo de energías al menor costo posible, algo que la propia Unión Europea aun persigue como objetivo de largo plazo. Es importante vigilar que las reglas del MER generen más oportunidades de participación y menos barreras que impidan la promoción de proyectos renovables, especialmente para los pequeños.

Corresponderá a los representantes de los países determinar cuáles son los costos y -fundamentalmente- la distribución que sus habitantes están dispuestos a pagar.

### *6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales*

Los principales objetivos que se buscan alcanzar con la implementación del MER son incrementar la eficiencia y la competencia en el abastecimiento regional de energía y la seguridad del suministro de energía eléctrica; viabilizar proyectos de mayor escala para la demanda agregada y el desarrollo de la red de transmisión regional; promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica y uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

Con el MER y la construcción de la línea SIEPAC, se propicia el desarrollo de plantas de envergadura regional. Esta condición facilitará la factibilidad de las centrales hidroeléctricas grandes que los países tienen identificadas. Adicionalmente, la región podrá disfrutar de la economía de escala que presentan plantas térmicas de mayor tamaño.

Un proyecto es regional cuando al menos una parte de su generación está destinada a atender la demanda de un país diferente al lugar donde está ubicado. Con el aporte de un proyecto regional, se logra una reducción de las inversiones en nuevas plantas ubicadas en el país que recibe la energía. Un proyecto regional puede ser de cualquier tecnología y tamaño. Para convertirse en regional la única condición es que tenga contratos de largo plazo con un país vecino.

Por ende, se puede observar que el MER va a mejorar las perspectivas de los grandes proyectos regionales, por lo que algunos fondos podrían destinarse a propiciar este tipo de proyectos en detrimento de los más pequeños. Por lo tanto, los proyectos iguales o menores a 10 MW, principalmente por su tamaño, no van a tener ninguna injerencia sobre el MER. Sin embargo, seguirán siendo deseables para cubrir la demanda nacional, tomando en cuenta su menor impacto, posibilidad de generar en lugares aislados, entre otros.

En otro orden de cosas, la normativa regional debe cuidarse de no introducir barreras a proyectos pequeños (menores a 10 MW) que solo participan en mercados nacionales. Esto en el sentido de que puede existir el caso de que los proyectos pequeños y renovables tengan que cargar con regulaciones regionales que dificultan su factibilidad y su existencia. Particularmente, lo anterior se refiere al hecho de que a partir de noviembre del 2010 rige parcialmente para todo el mercado eléctrico centroamericano el reglamento definitivo del MER (RMER)<sup>37</sup>, y por ende los agentes del mercado nacional están obligados al cumplimiento del predespacho. Por lo anterior, deben desarrollar herramientas para hacer proyecciones de demanda y generación diarias por nodo. Estas proyecciones deben ser comprobadas y ajustadas comparándolas contra mediciones reales. Las desviaciones con respecto a las proyecciones se deben liquidar en el MER.

La norma sobre “Desviaciones al Predespacho” en el RMER es la siguiente:

“5.17.2.3 El margen de desviación permitido será el máximo entre:

- a) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada; y
- b) Cuatro (4) MWh multiplicado por la duración del período de mercado en minutos dividido por 60 minutos.”

Lo anterior indica que se sanciona según el tamaño (en MW), la profundidad (en minutos) y la capacidad de corrección (con previsión) de la desviación. Por lo tanto, para plantas renovables menores a 10 MW es fácil caer en situaciones de sanción (debido a la variabilidad del recurso y a la estrechez del período de pronóstico), con las cuales no tenían que lidiar antes. También es un problema para plantas existentes que se enfrentan a un riesgo de sanción que posiblemente no se previó durante su diseño. Las regulaciones nacionales deben tomar en cuenta esta nueva barrera para evitar que estos efectos normativos afecten a los proyectos pequeños (iguales o menores a 10 MW).

#### **6.5.4 Perspectivas y desafíos**

- Convertir al sistema en uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de Guatemala, El

Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a fin de contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar las economías de escala, la generación de mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y la atracción de la inversión extranjera, ya que se dispondrá de una red más segura y de mayor capacidad para consolidar el Mercado Eléctrico Regional (MER).

- Igualmente, el SIEPAC tendrá un rol significativo en el proceso de integración de la infraestructura regional, no solamente desde el punto de vista de mejorar la eficiencia, confiabilidad y competitividad del sector eléctrico, sino que además facilitará la convergencia con el futuro desarrollo de otro tipo de industrias en la región, como por ejemplo el gas natural.

- La integración de los mercados es un factor vital y permitirá que exista mayor dinámica de las economías de los países de Centroamérica.

- El proyecto promoverá la instalación de proyectos competitivos, con tecnología más avanzada y con capacidad regional.

- Es fundamental propiciar la armonización y sistematizar los marcos legales, regulatorios, políticos y técnicos de los países de la Región Centroamericana, con el objetivo de promover un óptimo desarrollo del MER.

- Las interconexiones eléctricas deberán guardar coherencia con la expansión y también sustentarse en la capacidad de las redes de sub-transmisión y distribución existentes en cada uno de los países de la región.

- Los organismos regulatorios de cada uno de los países integrados en el Tratado Marco, deben proceder a buscar una armonización de la normativa en cuanto a tratamiento de las transacciones de energía (importaciones y exportaciones) y prioridad de contratos; sistemas de transmisión internacional; calidad, seguridad y desempeño del sistema integrado; pérdidas, congestión, conexiones y refuerzos de la red.

- Es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los

37 Se espera que el RMER entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011.

operadores privados a favor de proyectos de integración energética.

- Para evitar la conformación de situaciones de dominio del mercado que puedan atentar contra la libre competencia o contra la posibilidad de realización de transacciones internacionales, o que puedan infringir restricciones de integración de actividades, los entes reguladores del mercado regional deben intercambiar regularmente información que permita la igualdad de condiciones.

- En el corto plazo lograr incrementar los beneficios de las interconexiones existentes o previstas eliminando algunas barreras actuales a las transacciones de energía ocasionales (intercambio de oportunidad) y de largo plazo (intercambios firmes).

- Las barreras legales debe ser tratadas adecuadamente, para lo cual se debe trabajar en ese sentido con base en acercamientos entre los actores de los mercados.

- Propiciar que los beneficios derivados del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

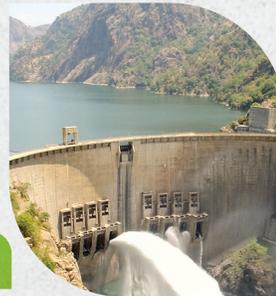
- En conclusión, el principal desafío será la implementación del RMER, debido a que no existe un modelo similar en el mundo<sup>38</sup>.

---

38 En África hay un "pool" de países que quieren formar un mercado regional.

# SECCIÓN 7

## ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS, INCENTIVOS Y TARIFAS DE LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA Y CARIBE



# 7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá

El presente capítulo presenta una matriz comparativa de los marcos regulatorios, incentivos y tarifas de los países de Centroamérica y Panamá, con el fin de mostrar un panorama completo del sector eléctrico de la región.

Tabla 18 - Análisis comparativo de los marcos regulatorios de los países de Centroamérica y Panamá

ÍTEM	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
<b>Regulación</b>	Ley 6, de febrero de 1995 y su reglamento Resolución 317, de octubre de 1995.	Ley No.7512. Establece las funciones del MINAET como rector del sector.	Ley 272: Ley de la industria eléctrica (1998): Contiene el marco jurídico general del sector. Es reglamentada por el Decreto 24-1998, el cual a su vez es reformado por el Decreto 128-1999: Reformas al decreto 24-98.	Ley Marco del Subsector Eléctrico. Decreto No. 158-94 de noviembre de 1994.  Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía.  Acuerdo N° 334-97, de setiembre de 1997.  Reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico. Reglamenta la Ley Marco del Subsector Eléctrico Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998	Ley General de Electricidad, Decreto Ley No. 843 del 10 de octubre de 1996. Incluye las reformas emitidas mediante el Decreto Legislativo No.1216 del 11 abril de 2003 y el Decreto Legislativo No. 405 del 30 de agosto de 2007. Es la ley fundamental en materia de electricidad. y su Reglamento: Acuerdo Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997.  Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.	Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Y su Reglamento, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007).  Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007).  Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso. Y su Reglamento Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).
	Ley N°6 del 3 de febrero de 1997. Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, y su reglamento Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.  Decreto Ley N°10, del 22 de febrero de 2006, reorganiza el Ente Regulatorio de los Servicios Públicos.  Ley 57, de octubre de 2009. Modifica algunos artículos de la Ley 6 de 1997.	Decreto Ley No.449. Ley de Creación del ICE.  Ley 5961, del 6/12/1976. Establece el monopolio del recurso geotérmico a favor del ICE.  Ley No. 7848 de aprobación del TM-MEAC, y designó al ICE como agente único de Costa Rica con reconocimiento para operar en el mercado regional.	Resolución No.017-INE-1999. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.	Decreto 85-98, de abril de 1998. Ley de incentivos con Fuentes Renovables. Lo planteado en esta Ley fue modificado por el Decreto 70-2007.	Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.	Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso. Y su Reglamento Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).



Operador del Sistema	Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	Centro Nacional de Ocasión	Centro Nacional de Despacho (CND) de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Unidad de Transacciones (UT)	Administrador de Mercado Mayorista (AMM)
<b>Mercado de Contratos</b>	Licitaciones públicas por el 100% de la demanda de generadoras. De acuerdo con el objeto, se establecen dos tipos de contratos en el Mercado de Contratos: a) Contrato de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de un Participante Productor a Participantes Consumidores. b) Contratos de Reserva, para la venta de potencia y/o energía de un Participante Productor a otro Participante Productor.	No existe.	Mercado de Ocasión. Los generadores podrán participar después de cumplir con sus compromisos contratados. Participan con ofertas de precio.	No existe	Mercado Regulador del Sistema. Se basa en los precios, pero está migrando a sistema de costos. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas.	Mercado Spot. Basados en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.
<b>Mercado de Oportunidad</b>	Mercado Ocasional. Generadores pueden participar en tanto cumplan con la obligación de ofertar toda su potencia firme y energía disponible en los actos de concurrencia convocados por Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) para el suministro de energía y potencia. (Ley 57 del 13 de octubre de 2009). Basado en costo marginal horario de corto plazo de la generación.	No existe.	Mercado de Ocasión. Los generadores podrán participar después de cumplir con sus compromisos contratados. Participan con ofertas de precio.	No existe	Mercado Regulador del Sistema. Se basa en los precios, pero está migrando a sistema de costos. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas.	Mercado Spot. Basados en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.

<b>Tarifas</b>	Combinación de pagos por energía y potencia Promedio mercado spot (2010) 175 USD/MWh.	La tarifa puede ser monómica o recompen-sar potencia y energía por separado. El precio monómico equivalente se ubica alrededor de los 80 USD/MWh.	Registros de contratos con precios entre 86 y 104 USD/MWh. Mercado de Ocasión con promedio (2010) 125 USD/MWh.	Los proyectos nuevos al costo establecido por la ENEE reciben un precio promedio -incluyendo incentivos a Energías Renovables- alrededor de 105 USD/MWh. En la última licitación alcanzó un precio promedio de 108 USD/MWh, con un rango entre 98 a 113 USD/MWh.	En promedio, alrededor de 90 USD/MWh en el mercado spot, usado de referencia en el mercado de contratos (esto cambiará a partir de la entrada en vigencia del sistema basado en costos).	Mercado Spot: promedio de 100 USD/MWh.
<b>Peajes</b>	Exentos Proyectos de Energías Renovables hasta 10 MW.	A Febrero de 2011, el valor es de 15.51 USD/MWh.	En promedio 13.7 USD/MWh.	No hay peaje para los generadores.	Cargo por el uso del sistema de transmisión -CUST (Feb. 2010): 4.65 USD/MWh más Cargo por la operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista- COSTAMM (2010) 0.6170 USD/MWh.	Peaje principal: 1.82 USD/KW-mes (dic. 2009) más peajes secundarios entre 0.50 y 2.50 USD/KW-mes.
<b>Criterios de Despacho</b>	Atienda la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento.	En base a criterios de optimización económica y de acuerdo a la disponibilidad de los recursos.	Cumplir con la demanda, que permita minimizar los costos de abastecimiento.	Prioridad generación Energía Renovable. Además evaluando la energía producida y la no servida a su costo económico.	Abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento.	Garantizar el abastecimiento al mínimo costo de operación.
<b>Programación de la Operación</b>	Estacional, semanal y diario	Diario	Estacional, semanal y diario	Sin información disponible	Diario	Estacional, semanal y diario

<p><b>Productos y Servicios Intercambiados en cada Mercado</b></p>	<p>Energía Potencia Servicio de Transmisión Servicios Auxiliares como regulación de frecuencia, producción de potencia reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo, operación en islas. Servicio de Operación y Despacho, que incluye la remuneración al Centro Nacional de Despacho por las actividades de despacho, coordinación y supervisión de la operación, y administración de las transacciones entre agentes del mercado. Otras transacciones</p>	<p>No hay mercado. El ICE es una empresa pública integrada verticalmente.</p>	<p>Productos que se compran: Energía y Potencia Servicios que se remuneran: a) Servicio de transmisión: Es el uso del Sistema Nacional de Transmisión, remunerado mediante tarifas reguladas de acuerdo a lo que establece la Normativa de Transporte. b) Servicios auxiliares: Se identifican en el Tomo Normas de Operación Técnica, junto con los requerimientos técnicos que deben cumplir. Las metodologías para su remuneración se establecen en la Normativa. c) Servicio de operación y despacho, y administración del mercado: Es el servicio de programación y despacho, coordinación de la operación y administración comercial asignado al CNDC y remunerado de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en la Normativa de Transporte.</p>	<p>No hay mercado. La ENEE es una empresa pública integrada verticalmente.</p>	<p>Energía Servicios de transporte y distribución Servicios auxiliares todos aquellos que sean necesarios para garantizar la seguridad de la operación y el nivel de calidad de las transferencias de energía eléctrica en el sistema interconectado.</p>	<p>Potencia Energía Servicio de transporte Servicios Complementarios: reservas operativas, regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y negro</p>
--	---	---	---	--	---	---

Tabla 19 - Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA <sup>39</sup>	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
Leyes de Incentivos	-Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso	Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, Dic.2007	- Decreto 85-98, Abril 1998: Ley de Incentivos con Fuentes Renovables. - Decreto 267-98 Dic. 1998, la cual fue una reforma parcial a Ley de Incentivos. - Decreto 70-2007 "Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", de octubre de 2007	-Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)	No hay	- Ley Nº45 de agosto del 2004. Se presentó en Octubre de 2010 a la Asamblea Nacional un anteproyecto de Ley Nº 088.
Exención de derechos arancelarios para las importaciones	X	X <sup>40</sup>	X	X	X	X
Exención del IVA	X		X	X		X
Exención del IR	X	X <sup>41</sup>	X	X		
Exención impuestos CERS – M.D.L		X		X		X <sup>40</sup>
Contratación de un % de energía renovable en licitaciones				X		
Cargo por transmisión y distribución exento (primeros 10 MW)						X
Precio superior a ER comparado a otras tecnologías			X			

39 Exoneración por 10 años.

40 Incluye líneas de sub-transmisión necesarias para transportar la energía hasta las redes de transmisión o distribución.

41 Exoneración por 10 años para proyectos hasta 10 MW, entre 10 y 20 MW es por cinco años.

42 Incentivo de hasta el 25% de la inversión directa, asociado a la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono, el cual podrá ser aplicado al Impuesto Sobre la Renta durante los primeros 10 años después de inicio de operación.

Tabla 20 - Esquemas de contratación y cálculo del costo marginal de corto plazo

País	Esquemas de Contratación	Costo marginal de corto plazo
<b>Panamá</b>	Distribuidoras tienen la obligación de llamar a licitación por el 100% de la demanda.	Calculado por el CND con criterio económico dando prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Usado como precio de la energía en el Mercado Ocasional.
<b>Costa Rica</b>	Licitaciones BOT o venta al ICE a tarifas fijadas por la ARESEP	No aplica
<b>Nicaragua</b>	Negociación directa con las distribuidoras	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores
<b>Honduras</b>	i) Licitación, ii) venta a la ENEE a costo marginal de corto plazo (fijado por la ENEE) o iii) venta a gran consumidor nacional o extranjero	Calculado a partir de los costos de combustibles utilizados en el sistema. Esto se convierte en la señal de precio para los generadores.
<b>El Salvador</b>	Distribuidoras deben contratar -a través de procesos de libre concurrencia- por lo menos 50% de su demanda.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores; se implementará un sistema basado en los costos.
<b>Guatemala</b>	AMM calcula demanda firme de cada distribuidor, que deberá cubrir la potencia requerida mediante contratos.	Se aplica en el despacho dentro de un mercado de oportunidad. El precio de oportunidad de la energía refleja el costo marginal de corto plazo.

Tabla 21 - Pagos por potencia y energía

País	Pago por potencia	Pago por energía
<b>Panamá</b>	El Contrato de Suministro que contrata potencia debe acordar una remuneración de la potencia basada en un régimen de disponibilidad de la potencia contratada, pudiendo incluir adicionalmente un régimen de premios y penalidades.	Calculado por el CND con criterio económico dando prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Usado como precio de la energía en el Mercado Ocasional.
<b>Costa Rica</b>	ICE reconoce un monto fijo en concepto de pago por disponibilidad (pago proporcional al porcentaje de potencia efectivo sobre potencia ofrecida)	No aplica
<b>Nicaragua</b>	Los contratos son subscriptos en forma directa entre los distribuidores y los generadores, por lo que no existe actualmente la obligación de realizar un proceso licitatorio, dando como resultado que los plazos, precios, tipo de pagos (por potencia y/o energía), etc. quedan determinados de manera interna entre las partes.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores
<b>Honduras</b>	En los contratos con pago por potencia, la potencia firme se calcula como el cociente entre la energía entregada en un período y la cantidad de horas del mismo donde la planta trabajó.	Calculado a partir de los costos de combustibles utilizados en el sistema. Esto se convierte en la señal de precio para los generadores.
<b>El Salvador</b>	El valor base de la potencia es determinado por la SIGET y ajustado de acuerdo a una fórmula preestablecida de acuerdo a la inflación del dólar.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores; se implementará un sistema basado en los costos.
<b>Guatemala</b>	Monto fijo y no indexable.	Se aplica en el despacho dentro de un mercado de oportunidad. El precio de oportunidad de la energía refleja el costo marginal de corto plazo.

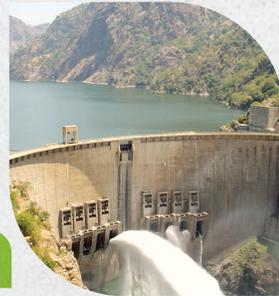
Tabla 22 - Cargos por transmisión y distribución

País	Cargos por transmisión	Cargos por distribución
<b>Panamá</b>	Centrales de cualquier fuente renovable de hasta 10 MW no estarán sujetas a ningún cargo por distribución ni transmisión. Las centrales de fuente renovable de hasta 20 MW gozarán del mismo beneficio por los primeros 10 MW de capacidad instalada, durante los primeros 10 años de operación comercial.	
<b>Costa Rica</b>	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
<b>Nicaragua</b>	Regulado por el INE. La sumatoria de la anualidad de la inversión realizada en las redes y equipos de transmisión, el costo de O&M y el costo del despacho de carga se dividen en la demanda anual de energía.	Es calculado por el INE e incluye: Cargo fijo, cargo por demanda de potencia, cargo variable por energía-Horas Punta y cargo variable por energía- Horas Fuera de Punta.
<b>Honduras</b>	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
<b>El Salvador</b>	Regulados por SIGET y definidos en KWh, estandarizados para todos los usuarios. Adicionalmente, la UT recibe un pago denominado "Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista".	Los cargos por distribución y comercialización son incorporados en los pliegos tarifarios de cada una de las distribuidoras, siendo los cargos de distribución establecidos por KWh y los cargos por comercialización como cargos fijos por usuario-mes.
<b>Guatemala</b>	Los peajes de transmisión, cuando no sean acordados por las partes, serán establecidos por la CNEE de forma que contemplen, en forma estricta, los costos medios de capital y operación del sistema de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados.	El valor agregado de distribución es calculado cada cinco años, momento en el cual se define la intermediación permitida a las compañías distribuidoras.

Nota: En todos los casos, los cargos de transmisión/distribución se negocian entre las partes en los respectivos contratos. La práctica común es que estos cargos recaigan en la parte compradora, es decir, no afectan a los generadores independientemente de la tecnología utilizada.

# SECCIÓN 8

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



## 8. Conclusiones y Recomendaciones

El presente documento muestra una descripción del mercado de energía eléctrica de la República de Costa Rica, con especial énfasis en el marco regulatorio, los incentivos y los sistemas tarifarios relevantes para proyectos de energía renovable, especialmente para aquellos de hasta 10 MW de potencia, es decir, los proyectos renovables de pequeña escala.

A lo largo de los capítulos que integran este documento, se analizó el marco regulatorio, su evolución e impacto sobre la constitución de la matriz energética nacional, los incentivos de proyectos de energía renovable y el esquema tarifario, las actividades y los actores que integran el sector (en generación, transmisión y distribución) junto con las perspectivas que se abren en

materia de integración regional. Cada capítulo de este documento ha presentado conclusiones específicas para cada uno de los ejes temáticos considerados.

Las principales conclusiones obtenidas en referencia a los proyectos de energía renovable, abarcan los puntos incluidos en la Tabla 23. El uso del mismo esquema tabular en los seis volúmenes que integran este trabajo permitirá al lector contrastar la situación específica de cada país en relación con la situación observada a nivel regional, con el objeto de aportar a diversos actores en la región, elementos de comparación generales, relativos a las posibles oportunidades de negocio para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Tabla 23 – Principales conclusiones sobre los proyectos de EERR en la República de Costa Rica

¿Cómo evolucionó su participación en la última década?	Los indicadores estudiados (participación del sector público en la generación, participación de las EERRs, cobertura eléctrica y pérdidas por transmisión) no muestran cambios bruscos, manteniéndose en todo el período bajo análisis en niveles altos, lo que indica que Costa Rica es uno de los países con mayor participación de fuentes renovables a nivel mundial.
¿Cómo participan actualmente en el mercado?	La Ley N° 7200 de Generación Autónoma o Paralela (reformada por la Ley N° 7508) permite dos esquemas de contratación a generadores privados de energías renovables. El primero permite la contratación de energía por parte del ICE a las tarifas fijadas por la ARESEP, aunque actualmente se encuentra estancado a la espera de un esquema tarifario por parte de ARESEP.  El segundo esquema permite la contratación de centrales hasta 50 MW a través de licitaciones de contratos BOT ("Build, Operate & Transfer) a 20 años, y es actualmente el esquema utilizado para la actividad privada.
¿Qué tarifas reciben?	La tarifa puede ser monómica o recompensar potencia y energía por separado. El precio monómico equivalente se ubica alrededor de los 80 USD/MWh, aunque existen registros de precios cercanos a los 100 USD/MWh para los proyectos nuevos.
¿Tienen incentivos adicionales?	Únicamente exoneración de derechos arancelarios para las importaciones requeridas para la instalación de las plantas.
¿Qué peajes pagan?	A Febrero de 2011, el valor es de 15.51 USD/MWh
¿Qué perspectivas se abren con el MER?	- Generadores podrán participar de las ventas (contrato y ocasión) al MER. - Existencia de marco regulatorio para proyectos binacionales.

El desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala presenta retos importantes. El país ha basado su desarrollo eléctrico en las energías renovables –la participación de las Energías Renovables en la matriz energética de Costa Rica es una de las más altas del mundo- y ha logrado un nivel de diversificación importante. Es necesario que la incorporación de nuevas unidades de generación renovable sea superior a la observada en los últimos años. Comparativamente a otros países de la región, existen muy pocos incentivos y la participación del sector privado en la actividad de generación es muy baja, lo que impone una excesiva carga sobre los fondos públicos.

Aunado al contexto de los incentivos, el sistema regulatorio tarifario del país es complejo en su fijación tarifaria y en la forma en como el comprador único (que es generador mayoritario y distribuidor mayoritario) define términos contractuales a cualquier compra de energía del sector privado, excepto por aquellos contratos derivados de procesos licitatorios.

Acelerar el desarrollo de pequeños proyectos de energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo y voluntad política

que reconozca que el sector privado también debe contribuir, ya que el sector público por sí solo, no podrá mantener el ritmo de inversión requerido por el país. En particular, la integración con el MER requerirá la aceptación de este principio, lo que posibilitará la libre entrada de actores que facilite el establecimiento de un mercado competitivo cuyos beneficios desciendan hasta el usuario final. Sin embargo, al abrir el esquema a la participación privada, también será importante tener en cuenta que deberá competir con los demás países del MER para atraer recursos a su sistema.

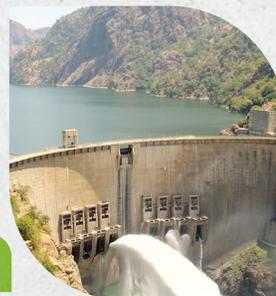
Existe un amplio abanico de mecanismos de contratación y fomento –desde los esquemas de generación distribuida hasta el desarrollo un sistema de certificados verdes- que podrían ser considerados en Costa Rica y en la región. Una breve síntesis con las principales recomendaciones realizadas en el trabajo se presentan en la Tabla 24, todas ellas discutidas a lo largo de este documento. Se agrupan en esquemas de incentivos, mecanismos de contratación y fomento utilizados a nivel mundial que podrían ser implementados en Costa Rica y recomendaciones en relación con el impacto del MER sobre proyectos de Energías Renovables a pequeña escala ( en

**Tabla 24 - Principales recomendaciones para la República de Costa Rica**

<b>Incentivos</b>	Armonizar con incentivos ofrecidos a nivel regional, ya que Costa Rica es el país con menos incentivos para las energías renovables. Esto se agrega al hecho de que actualmente el precio promedio es ligeramente inferior al que reciben proyectos de EERR en otros países de la región.
<b>Mecanismos de contratación y estímulo utilizados en el mundo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor desarrollo de esquemas de Generación Distribuida</li> <li>- Implementación de ESCOs</li> <li>- Desarrollo de Feed-In Tariffs</li> <li>- Implementación de Certificados Verdes</li> <li>- Ventanillas únicas para licencias y permisos</li> <li>- Adhesión a principios internacionales prestigiosos en materia ambiental, como los lineamientos de la WCD sobre aprovechamientos hidroeléctricos.</li> </ul>
<b>EI MER</b>	Considerar posibles impactos que puedan desincentivar proyectos pequeños, principalmente por la implementación de regulaciones más estrictas destinadas a proyectos "grandes" pero aplicadas sobre proyectos pequeños (por ejemplo, penalizaciones por desvíos de potencia).

# SECCIÓN 9

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



## 9. Referencias Bibliográficas

---

ARECA. (2009). Análisis del mercado Costarricense de energía renovable. Tegucigalpa.

ARESEP. (2008). Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Obtenido de La Institución / Marco Legal: <http://www.aresp.go.cr/docs/Ley%207593%20con%20reformas%208660.pdf>

Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2011). Legislación / Consulta de Leyes. Obtenido de [http://www.asamblea.go.cr/Centro\\_de\\_informacion/Consultas\\_SIL/Pginas/Leyes.aspx](http://www.asamblea.go.cr/Centro_de_informacion/Consultas_SIL/Pginas/Leyes.aspx)

Banco Mundial. (2010). World Development Indicators & Global Development Finance. Obtenido de <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>

Bitu, R. y. (1993). Tarifas de energía eléctrica : aspectos conceptuales y metodológicos. Quito: OLADE.

CEAC. (2011). CEAC. Obtenido de Consejo de Electrificación de América Central: <http://www.ceaconline.org/>

CEAC. (2011). Convenio Constitutivo. Obtenido de [http://www.ceaconline.org/pdf/Marco\\_Legal/CONVENIO%20CONSTITUTIVO%20CEAC.pdf](http://www.ceaconline.org/pdf/Marco_Legal/CONVENIO%20CONSTITUTIVO%20CEAC.pdf)

CEPAL. (2009). Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe. Obtenido de [http://websie.eclac.cl/anuario\\_estadistico/anuario\\_2009/esp/default.asp](http://websie.eclac.cl/anuario_estadistico/anuario_2009/esp/default.asp)

CEPAL. (2010). CEPALSTAT. Obtenido de Estadísticas de América Latina y el Caribe: <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

CG/LA Infrastructure LLC. (2009). 3rd Annual Rankings: Infrastructure competitiveness in Latin America. Washington D.C.

CIA. (2011). Central Intelligence Agency. Obtenido de Library / Publications / The World Factbook: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>

CNE. (2010). Comisión Nacional de Prevención de Riesgos y Atención de Emergencias. Obtenido de Mapas de Amenazas / Cuencas Hidrográficas: [http://www.cne.go.cr/Mapas/cr\\_cuencas.pdf](http://www.cne.go.cr/Mapas/cr_cuencas.pdf)

CNFL. (2010). Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Obtenido de Historia: [http://www.cnfl.go.cr/portal/page?\\_pageid=35,43436&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.cnfl.go.cr/portal/page?_pageid=35,43436&_dad=portal&_schema=PORTAL)

Consejo de Electrificación de América Central. (2010). Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación (2011-2025).

Consejo Monetario Centroamericano. (2010). Informe Trimestral de Riesgo País (Septiembre de 2010).

CRIE. (s.f.). Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Obtenido de <http://www.crie.org.gt/>

El Periódico. (26 de 11 de 2010). El Periódico - Guatemala. Obtenido de Economía / "Avanza la interconexión eléctrica centroamericana": <http://www.elperiodico.com.gt/es/20101126/economia/183972>

Ente Operador Regional. (2010). Memoria 2008-2009 del EOR. San Salvador.

Ente Operador Regional. (2011). Identificación de la red de transmisión regional para el 2do semestre 2009 y año 2010. San Salvador.

Europe's Energy Portal. (2010). Feed-in tariffs. Obtenido de <http://www.energy.eu/#Feedin>

Freedom House. (2007). Freedom House. Obtenido de Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: <http://freedomhouse.org/template.cfm?page=457>

Grupo ICE. (s.f.). Instituto Costarricense de Electricidad. Obtenido de [www.grupoice.com](http://www.grupoice.com)

Instituto Costarricense de Electricidad. (2009). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2010-2021. San José.

Instituto Meteorológico Nacional. (2010). Atlas Climatológico Interactivo. Obtenido de [http://www.imn.ac.cr/mapa\\_clima/interactivo/index.html](http://www.imn.ac.cr/mapa_clima/interactivo/index.html)

La Nación. (19 de 04 de 2010). Gobierno impulsa exoneración total a generadores privados. Obtenido de <http://www.nacion.com/2010-04-19/EIPais/NotaPrincipal/EIPais2317485.aspx>

La Nación. (26 de 01 de 2011). Periódico La Nación. Obtenido de El País / "Planta Pirrís producirá energía desde setiembre": <http://wfnode01.nacion.com/2011-01-26/EIPais/NotasSecundarias/EIPais2663048.aspx>

Ministério de Minas e Energía. (2010). Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energía Eléctrica. Obtenido de <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>

PNUD. (2010). Informe sobre Desarrollo Humano 2010 del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Samuelson, P., & Nordhaus, W. (1986). Economía. Mexico DF: McGraw Hill.

SIECA. (2011). Secretaría de Integración Económica Centroamericana. Obtenido de Estadística / Ficha de los Países: <http://www.sieca.int/site/VisorDocs.aspx>

WHO. (2009). World Health Organization. Obtenido de Programme and Projects / Global Health Observatory (GHO) / Data repository: <http://apps.who.int/ghodata/>

World Commission on Dams. (2000). Dams and Development: A New Framework for Decision-Making.

World Economic Forum. (2010). The Global Competitiveness Report 2010-2011. Ginebra.





