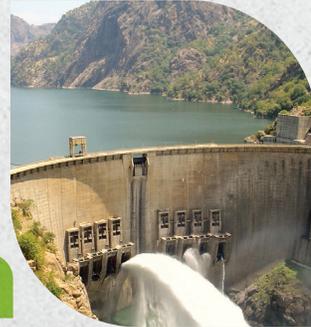


ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



PANAMÁ

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



PANAMÁ

Esta guía ha sido elaborada por la empresa Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A. – 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

Diseño gráfico: CLICK – 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



Tabla de contenidos

Tabla de contenidos	i
Listado de Siglas	ii
1. Resumen Ejecutivo	9
2. Introducción	12
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
2.3.3 Población	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 Panamá	19
3. Marco Regulatorio	22
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	26
4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables	29
4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio	30
4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos	31
4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución	36
4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo	36
4.5 Metodologías de cálculos tarifarios, aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables.	37
4.6 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad procedente de plantas de energía renovable.	37

5. Generación, Transmisión y Distribución	38
5.1 Generación	39
5.2 Transmisión	41
5.3 Distribución	41
6. Mercado Eléctrico Regional	44
6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)	45
6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	46
6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)	47
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	48
6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)	48
6.2 Reglamento del MER	49
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales	51
6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER	52
6.5 Integración del MER	56
6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER	56
6.5.1.i Nivel de la Tarifa	56
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa	58
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	59
6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa	59
6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento	62
6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados	62
6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams	66
6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales	67
6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales	67
6.5.4 Perspectivas y desafíos	68
7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá	70
8. Conclusiones y Recomendaciones	80

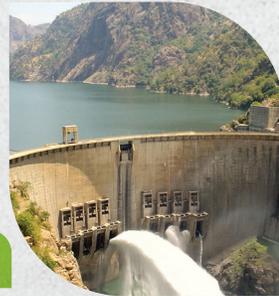
Listado de Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ARECA	Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)
ANAM	Autoridad Nacional del Ambiente
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ASEP	Autoridad Nacional 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
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CMCP	Costo Marginal a Corto Plazo
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
COPE	Comisión de Política Energética
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FIT	Feed-In Tariff
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional
GWh	Gigavatios hora
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers = Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
IR	Impuesto sobre la renta
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
IVA	Impuesto del Valor Agregado

kV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio-hora
LGE	Ley General de Electricidad
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
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
PEG	Programa de Expansión de la Generación
PIB	Producto Interno Bruto
PNDU	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RMER	Reglamento Definitivo del MER
RTR	Red de Transmisión Regional
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
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 Panamá, 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 su sistema tarifario de precios existentes.

Panamá cuenta con una extensión de 75,990 km² y una población de 3.45 millones de habitantes. Su economía (PIB per cápita en el 2010 fue de US\$ 7,753) es la más grande de la región y ha venido creciendo más vigorosamente que cualquier otro país en la región. Actualmente el índice de competitividad y su calificación de riesgo país, supera a todos los países de la región, por lo que el ambiente de inversión y negocios en Panamá es favorable.

El sector eléctrico de Panamá se caracteriza por un mercado mayorista de electricidad, conformado por el mercado de contratos y el mercado ocasional. A partir de la entrada en vigencia de la nueva Ley 57 del 13 de octubre del 2009, se establece la obligación de las empresas distribuidoras de contratar el 100% de su demanda.

En el sector de generación hay dos actores predominantes: AES Panamá (privada) y Empresa de Generación Eléctrica Fortuna (de capital mixto), con 24% y 26% respectivamente de la generación total¹ en el 2009. Es importante señalar que en Panamá todas las centrales eléctricas renovables son hidroeléctricas; de hecho, el 57% de la generación proviene de dicha fuente. Además, cuenta con un nivel de cobertura eléctrica de un 89% en el 2009.

La transmisión está bajo la responsabilidad de La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA). La actividad de distribución está repartida en tres

empresas concesionarias: Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. (ENSA), y a Unión Fenosa² se le adjudicaron dos de las concesiones a través de Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET) y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI). Todas estas organizaciones se dedican a la distribución y comercialización de la energía eléctrica.

A partir del año 2000 se destaca en Panamá un importante salto en la capacidad instalada respecto a la de 1995. De hecho, la presencia del estado en materia de generación se reduce a cero en el 2000, lo que muestra el traspaso casi total de la generación (existente y nueva) a actores privados. Sin embargo, el estado ha tenido participación en las acciones de empresas tales como la Empresa de Generación Eléctrica Fortuna S.A, una de las más grandes del país. Si bien la capacidad tuvo un crecimiento prácticamente nulo entre el 2002 y el 2007, en el 2008 y 2009 vuelve a mostrar crecimientos significativos. La participación estatal se ubica hacia el último año con datos alrededor del 10%, una de las más bajas de la región.

El impacto de las reformas en la capacidad instalada ha sido notable; sin embargo, no han permitido un incremento en la participación de las energías renovables. En los últimos años (2005-2009), la capacidad instalada de fuentes fósiles creció a un promedio de 4% anual contra un 1.1% para las energías renovables, representadas exclusivamente por la energía hidroeléctrica en Panamá.

En Panamá existe una ley de incentivos a las energías renovables desde el 2004 (Ley N° 45: Régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias); sin embargo, no fue regulada sino hasta el 2009. Es medida por la tasa de crecimiento del parque renovable y aún no parece haber tenido mayor impacto en la matriz energética del país.

En Panamá existe un mercado libre para grandes usuarios que son aquellos con demanda de potencia

1 CEPAL, 2010

2 UNIÓN FENOSA-EDEMET EDECHI

y hay un mercado regulado para usuarios menores, segregado por clientes en baja tensión, media y alta tensión y por demanda o bloque horario. Por ello, de acuerdo con la Ley N° 6 de febrero de 1997, la compra de energía es una actividad con precios no regulados.

Lo que sí está regulado es el precio de la transmisión, distribución y venta a cliente final. En ese caso, corresponde a la ASEP establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad y aprobar sus tarifas de venta. No hay injerencia de los entes reguladores para el cálculo tarifario.

Por otro lado, Panamá es parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito en 1996 y provee el marco jurídico regional así como 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 de generación regionales. 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.

En el 2008 Panamá inyectó únicamente un 10.53% del total de energía en el MER. Sin embargo, en el 2009 fue el país que reflejó el mayor volumen de ventas con un 25.04% del total inyectado. En cuanto a la compra de energía, Panamá fue el país con las mayores importaciones, pues adquirió un 36.02% del total de energía. En el 2009 fue el tercer país con mayores retiros de energía en el MER con un 17.34%, 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.

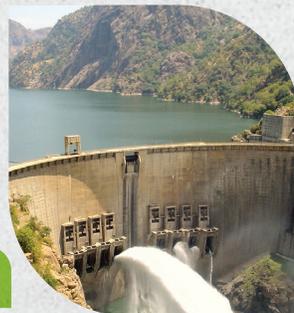
Por otro lado, se evaluaron otras propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa.

Dentro de las perspectivas y desafíos que se tienen para el MER está convertir el 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 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 presente documento se presenta como 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 el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional ejecutado en Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El proyecto trabaja en aras de reducir las emisiones de gases que causan el efecto invernadero (GEI) al promover el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad y el desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es lograr catalizar inversiones en pequeños y medianos proyectos de generación eléctrica (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.

Dentro de 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 Panamá pretende servir de referencia para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable en dicho país; 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 Panamá. 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. Presenta 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 los generadores que utilicen energías renovables. Asimismo se describen los incentivos que brinda Panamá para la promoción de proyectos de energía renovable. La sección culmina con una breve discusión acerca de la evolución del sector conforme se introdujeron los cambios más significativos en el marco regulatorio y el sistema de incentivos.

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 estos aspectos del mercado energético, junto con un listado de los actores relevantes en cada uno.

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 del trabajo 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 Panamá, en relación con los demás países de Centroamérica y Panamá, desplegando las ventajas existentes, limitantes y acciones 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 a través de las ofertas de precios, 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 -incluyendo los mecanismos de promoción e incentivos a las energías renovables- a efectos de permitir una tabulación concisa y clara de sus características en la República de Panamá y realizar comparaciones entre los países de Centroamérica. 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 Panamá.

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 Panamá, 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 Panamá.

Tabla 1 - Información general sobre Panamá

PRINCIPALES INDICADORES	
Capital.....	Ciudad de Panamá
Superficie total.....	78,200 km ²
Población total.....	3.5 millones (2010)
División territorial.....	11 provincias, 3 comarcas, 75 municipios
Línea costera.....	4,490 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda.....	Dólar estadounidense
PIB per cápita.....	US\$ 7,753.4 (2010)
Calificación de riesgo país.....	56.09 (Septiembre de 2010 - Institutional Investors)
Analfabetismo.....	7.0 %
ÍNDICES:	
Desarrollo Humano.....	0.755 (posición 54 entre 169 países)
Competitividad.....	4.3 (posición 53 entre 139 países)
Derechos Políticos.....	1 (1= libre, 7= no libre)
Libertades Civiles.....	2 (1= libre, 7= no libre)



Fuente: ver pie de página³

2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima

Panamá se distingue por ser un país largo (770 kilómetros entre la frontera con Costa Rica y la frontera con Colombia), y angosto (50 kilómetros en su parte más estrecha). Una cadena montañosa se extiende a lo largo del país. Se reconocen dos principales sistemas montañosos: las Montañas de Tabasará (o Cordillera Central) en el Oeste y la Cordillera de San Blas, en el Este. Estos sistemas están separados por una franja de tierras más bajas. El pico más alto es el Volcán Barú, en la provincia de Chiriquí, con una altura máxima de 3,475 msnm. A lo largo de la costa se encuentra una cadena no continua de montañas menores. Las tierras altas tienen origen ígneo (volcánico). Se presentan planicies en las provincias de Panamá y Chiriquí, en la Provincia

3 SIECA, 2011

Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano

Analfabetismo: CEPAL, 2010

Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2010

Competitividad: The Global Competitiveness Report 2010-2011

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

de Colón, y en los valles de Chepo y Chucunaque en el Este. También hay una franja de planicies a lo largo de la costa del Caribe.

La población se encuentra principalmente a lo largo de la costa del Pacífico, hacia el oeste de la capital. Las ciudades más importantes son Ciudad de Panamá (la capital), Colón y David (en la provincia de Chiriquí, al oeste del país).

Hay marcadas diferencias en cuanto a clima en las distintas zonas del país. Las pendientes del Caribe y las Montañas de Tabasará que reciben frente la influencia de los vientos alisios, muestran precipitaciones mucho mayores a la zona del Pacífico. En el Caribe las precipitaciones se ubican en un rango de 1,500 a 3,550 mm anuales, mientras que en el Pacífico el rango va de los 1,100 a los 2,300 mm. Además, en el Caribe la lluvia se distribuye a lo largo de todo el año, mientras que en el Pacífico hay una marcada época seca entre los meses de enero y abril. Como consecuencia de ese patrón climático, los bosques tropicales se encuentran del lado Caribe y las sabanas hacia el Sur. En las cercanías de la frontera con Colombia, ambas partes del istmo reciben lluvia a lo largo del año.

Las montañas panameñas inciden en la formación de tres zonas climáticas: una zona baja y caliente, a altitudes menores a los 700 msnm que abarca la mayoría del territorio; una zona templada, a alturas entre los 700 y los 1,500 msnm, y una zona fría (muy reducida en extensión) a alturas superiores a los 1,500 msnm. Por su ubicación tropical, la temperatura promedio en el mes más frío difícilmente baja de los 26°C.

El territorio panameño se ha dividido en 52 cuencas hidrográficas. De estas, 18 están en la vertiente del Caribe y 34 pertenecen a la vertiente del Océano Pacífico. Los ríos del Caribe son cortos ya que nacen de montañas próximas al mar, y permiten generar energía eléctrica. Los principales son Sixaola (que hace frontera con Costa Rica), Changuinola (118 km), Teribe (96 km), Ciri Grande (51 km), Gatún (49 Km), y Chagres (125 km). Los ríos del pacífico son de mayor longitud –en efecto, muchos de ellos son navegables- ya que recorren una distancia larga para llegar al océano. Entre ellos se puede nombrar al Chucunaque (con 231 km, el más largo del país), el Tuira (230 km), Bayano (206 Km), Santa María (173 km), Balsas (152 Km), Chiriquí Viejo (128 km) y San Pablo (126 km).

2.3.2 Potencial de Recursos Renovables

Con respecto a los recursos renovables de Panamá, se estima el siguiente potencial:

Tabla 2 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)⁴

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	2,341	881	37.65%
Geotérmico	40	0	0%
Eólico	400	0	0%

2.3.3 Población

La población total de Panamá ascendía en el año 2010 a 3.5 millones⁵; su densidad de población es de 45 habitantes por km². El 69% de la población es urbana (CEPAL, 2010). La población ha crecido entre el 2000 y el 2009 a un ritmo de 1.59% (Banco Mundial, 2010).

2.3.4 Indicadores Sociales

Panamá es un país de desarrollo humano alto de acuerdo con el índice publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Esta es una medida estándar para determinar 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 2008 ocupó la posición número 62 entre 177 países; en la última encuesta, ascendió al puesto 54 entre 169 países, lo que la hace la nación centroamericana que más puestos subió en el período bajo análisis (PNUD, 2010).

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 75.6 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 15.9 por cada 1000 niños nacidos vivos. En el 2010 presenta una tasa de alfabetización cercana al 98%. En el 2009 registró un 18.9% de población en condiciones de pobreza y un 6.9% de población en condiciones de indigencia (CEPAL, 2010).

4 Potencial identificado hidroeléctrico y geotérmico: CEPAL y SIECA, 2007.

Potencial identificado eólico: ARECA, 2009

5 SIECA, 2011

2.3.5 Sistema de Gobierno

Tabla 3 – Poder ejecutivo electo

PRESIDENTE ACTUAL	Ricardo Martinelli (en el cargo desde el 1 de julio de 2009)
PARTIDO POLÍTICO	Cambio Democrático
PERÍODO PRESIDENCIAL	1 de julio de 2009 al 1 de julio de 2014

El Poder Público lo ejerce el Estado por medio de los Órganos Legislativo, Ejecutivo y Judicial, los cuales actúan limitada y separadamente, pero en armónica colaboración.

El Órgano Legislativo está constituido por un cuerpo denominado Asamblea Nacional compuesta por 71 Diputados elegidos por un período de cinco años.

El Órgano Ejecutivo está constituido por el Presidente de la República y los Ministros de Estado. El Presidente es elegido para un período de cinco años. Con el Presidente es elegido un Vicepresidente. El Órgano Judicial está constituido por la Corte Suprema de Justicia, los tribunales y los juzgados. El número de magistrados de la Corte Suprema de Justicia está fijado por Ley; son nombrados mediante acuerdo del Consejo de Gabinete, con sujeción a la aprobación del Órgano Legislativo, para un período de 10 años.

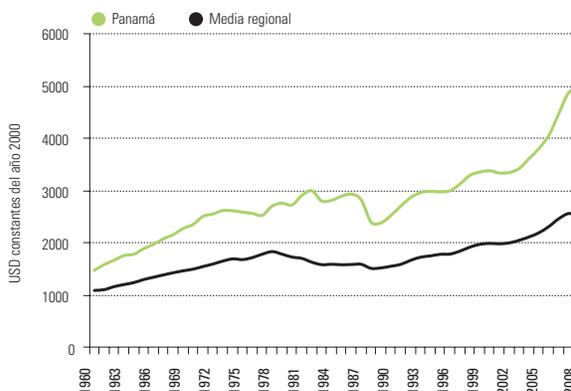
El Municipio es la organización política autónoma de la comunidad establecida en un Distrito. Hay en cada distrito un Alcalde, Jefe de la Administración Municipal, y un Vicealcalde, electos por votación popular directa para un período de cinco años. Cada Corregimiento elige un Representante y su suplente por votación popular directa, por un período de cinco años⁶.

2.3.6 Aspectos Económicos

De acuerdo con el Sistema de Estadísticas de Comercio de Centroamérica (SEC/SIECA), el PIB per cápita en dólares corrientes del 2010 es de 7,753 USD, el más alto de Centroamérica. Tal como puede apreciarse en el Gráfico 1, el crecimiento de este país ha sido prácticamente ininterrumpido desde el año noventa, incluso incrementando la brecha existente entre la media regional.

Panamá se caracteriza por una muy baja participación del sector agrícola dentro de su producción total. En el 2008, el sector agrícola representó apenas un 5.8% del PIB. La industria, en tanto, generó el 17.1% del PIB del mismo año. El sector terciario (de servicios) representa la mayor proporción de la producción, con un 77.1% del total (Banco Mundial, 2010).

Gráfico 1 - PIB per cápita en dólares constantes del año 2000



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

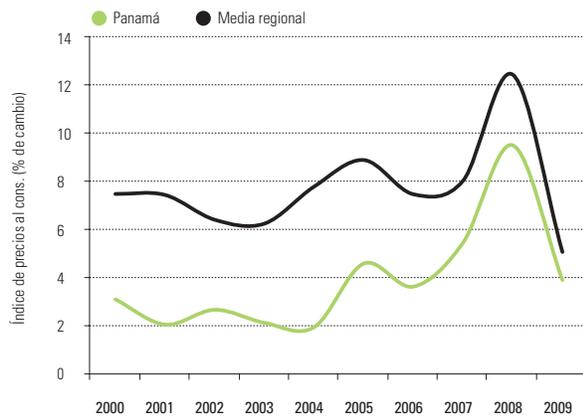
La economía panameña es una de las más abiertas de la región. Sus exportaciones totales (bienes y servicios) alcanzaron en el 2008 un total de US\$16,152.9 millones. Pese a ello -y al igual que el resto de los países de la región- presenta un déficit crónico en la cuenta corriente (desde el 1995). Las importaciones en el mismo año alcanzaron un total de US\$17,604.4 millones. Este déficit en la cuenta corriente ha sido permitido por la importante inversión extranjera directa (de US\$2,401 millones en 2008), así como por otros pasivos, principalmente bancarios (CEPAL, 2009).

En términos de competitividad, medida de acuerdo con el índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país ha venido mostrando avances, al pasar de la posición 58 en el período 2007-2008, a la posición 53 en el período 2010-2011. La calificación obtenida en este último período fue de 4.33, la tercera posición en Latinoamérica después de Chile y Puerto Rico (World Economic Forum, 2010-2011).

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

6 Constitución Política de la República de Panamá, 1972

Gráfico 2 – Inflación reciente



Fuente: Elaboración propia con base en el Banco Mundial, 2010

En cuanto a las percepción del riesgo país y las perspectivas para la economía Panameña, International Investor le otorga la calificación más alta de toda la región. En marzo del 2010 la calificadora Fitch elevó la calificación de crédito de Panamá a 'BBB', colocando al país latinoamericano en territorio de grado de inversión por primera vez. Según la agencia calificadora, la denominación de grado de inversión refleja "una mejora sostenible en las finanzas públicas, que es mantenida por las recientes reformas fiscal y tributaria y la resistencia de la economía del país frente a la crisis financiera internacional y la recesión asociada".

2.3.7 Infraestructura Básica

Tabla 4 – Indicadores de Infraestructura de Panamá

PRINCIPALES PUERTOS	Balboa (Pacífico) Colón y Cristobal (Caribe)
AEROPUERTOS INTERNACIONALES	Aeropuerto Internacional Tocumen Aeropuerto Internacional de David Enrique Malek
RED DE CARRETERAS	11,798 km (2002)
PAVIMENTADAS	4,300 km
SIN PAVIMENTAR	7,678 km
TELEFONÍA	
Líneas fijas.....	537,100 (2009)
Líneas celulares.....	5.68 millones (2009)
USUARIOS DE INTERNET	934,500 (2008)

Fuente: Central Intelligence Agency, 2010

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA en el 2009 (CG/LA Infrastructure LLC,

2009)⁷. 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.
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. El CCI recopila información de 8 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 para 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;
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.

⁷ Competitiveness Group Long-Term Assets (CG/LA), Washington. Se dedicada a estudios de consultoría en materia de infraestructura. Elabora el ranking de infraestructura para Latinoamérica desde el 2006.

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: CG/LA Infrastructure LLC, 2009

Panamá se ubica en el primer lugar de la región y en el segundo lugar de toda Latinoamérica.

2.3.8 Conclusiones

Con una extensión de 78,200 kilómetros cuadrados, Panamá presenta características geográficas muy particulares. Se distingue por ser un país largo (770 kilómetros entre la frontera con Costa Rica y la frontera con Colombia), y angosto (50 kilómetros en su parte más estrecha). Y con apenas 3.5 millones de habitantes es el país menos densamente poblado de la región (45 habitantes por kilómetro cuadrado). Al asociar esa baja densidad de población con la baja proporción de población rural (31%)⁸, se puede concluir que la población está bastante concentrada alrededor de sus ciudades principales, casi todas ellas ubicadas en el lado Pacífico.

Tiene una economía dinámica que ha venido creciendo más vigorosamente que cualquier otro país en la región. Después de varios años aumentando a ritmos de 7% y 8%, alcanzó un crecimiento record superior al 10% en 2007. A pesar de la crisis financiera internacional, en el 2008 mostró un crecimiento de casi 9% y tampoco tuvo recaídas en el 2009⁹. No sorprende entonces que el ingreso por habitante sea también el más alto de la región, alcanzando US\$7,753 en el año 2010 (precios corrientes).

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 a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, el caso de

Panamá se ajusta a un modelo que se caracteriza por: a) una inserción internacional basada en una mayor incorporación tecnológica, principalmente asociada a los servicios, b) no hay altos volúmenes de "exportación de personas" ni flujos de remesas, c) una mayor capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un alto nivel de exportaciones orientadas a mercados extra regionales, y e) resultados económicos y sociales intermedios. En el caso de Panamá, este modelo se apoya en el desarrollo de un centro logístico (transporte, comunicaciones, finanzas) internacional que aprovecha las ventajas de localización regional y de una infraestructura logística sin competidores a la vista en el corto y el mediano plazo¹⁰.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en Panamá es favorable. Esto también queda confirmado por su calificación en el índice de competitividad y por su calificación de riesgo país (Panamá tiene investment grade). En estos dos últimos indicadores supera a todos los otros países de la región.

Resulta también relevante comentar que Panamá ha alcanzado niveles altos de cobertura eléctrica (89%) y de consumo eléctrico (2,053 KWh/cápita/año)¹¹.

2.4 Situación actual del sector energético de Panamá

Tabla 6 – Características principales del sector energético de Panamá

CAPACIDAD INSTALADA	1,771.1 MW (2009)
CENTRALES	27 (4 públicas y 23 privadas)
COBERTURA	89.00%
GENERACIÓN	Pública (12%) y privada (88%)
TRANSMISIÓN	Pública únicamente (ETESA)
DISTRIBUCIÓN	Privadas (EDEMET, EDECHI, Elektra Noreste S.A.)

Fuente: CEPAL, 2010

8 CEPAL, 2009

9 Ídem

10 Programa Estado de la Nación, 2008

11 CEPAL, 2009 y Banco Mundial, 2010

En 1995 se iniciaron las reformas del sector eléctrico panameño, con la promulgación de la primera Ley No 6, la cual autorizó el otorgamiento de concesiones para la generación a entes privados. Sin embargo, esta Ley limitó la participación de la empresa privada para que no excediera el 45% del total de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional. Dos años después, en 1997, se promulgó la segunda Ley No 6 en que se delimita la intervención del Estado en los servicios públicos de electricidad y se le asigna como responsabilidades el garantizar la calidad y la prestación eficiente de los servicios, propiciar y ampliación de la cobertura y permitir el acceso a los servicios, garantizar la libertad de competencia y establecer el régimen tarifario. Finalmente, establece la posibilidad de realizar transacciones de mercado no reguladas entre agentes de mercado.

Esta legislación hizo sentir sus efectos en un plazo muy corto. La empresa privada, que en 1995 suministraba menos de un 4% de la energía, pasó a suministrar prácticamente la totalidad ya en el año 2000. Hoy en día la participación del estado en generación se da por medio de las centrales hidroeléctricas de la Autoridad del Canal de Panamá, y por medio de la participación accionaria en algunas empresas de capital mixto.

El mercado Panameño es un mercado mayorista de electricidad, conformado por el Mercado de Contratos y Mercado Ocasional.

A partir de la entrada en vigencia de la nueva Ley No 57 del 13 de octubre de 2009, se establece la obligación de las empresas distribuidoras de contratar el 100% de su demanda. Por otra parte, las empresas generadoras únicamente están autorizadas para participar en el mercado ocasional en tanto cumplan con la obligación de ofertar toda su potencia firme y energía disponible en los actos de concurrencia convocados por ETESA para el suministro de energía y potencia.

Las instituciones que se mencionan a continuación son de relevancia para el funcionamiento del sector eléctrico:

- Secretaría Nacional de Energía: ente rector del sector de energía.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP): regular y controlar la prestación de los servicios públicos incluyendo electricidad, transmisión y distribución de gas natural.
- Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA): tiene como funciones la transmisión de energía y

el planeamiento de expansión y construcción de la red de transmisión. Así mismo, se encarga de la preparación del Plan de Expansión de Energía Eléctrica, estudios básicos para identificar proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, compra de energía y potencia para el mercado energético nacional y opera el Centro Nacional de Despacho.

- Centro Nacional de Despacho (CND): dependencia de ETESA, que coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad. Realiza la planificación del SIN (despacho económico de la energía).

En el sector de generación hay dos actores predominantes: AES Panamá (privada) y Empresa de Generación Eléctrica Fortuna (de capital mixto), con 24% y 26% respectivamente de la generación total¹² en el 2009. Participan en la generación cinco centrales hidroeléctricas con capacidades iguales o menores a 10 MW, para un total de casi 17 MW¹³.

El Sistema de Transmisión está integrado por la infraestructura de transporte, líneas y subestaciones. Opera básicamente en dos niveles de voltaje: 230/115 kV. En la transmisión de electricidad participa únicamente la estatal Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA).

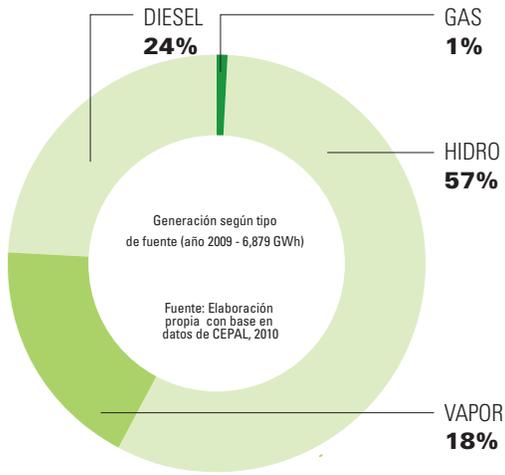
El Sistema de Distribución está integrado por la infraestructura de distribución, líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en tensiones menores a 115 kV. En la distribución participan las siguientes tres empresas privadas: Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste SA (EDEMET), Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí SA (EDECHI) y Elektra Noreste SA. Como grandes usuarios existen unas cuatro compañías.

En el 2009 el parque de generación panameño estuvo conformado por 27 centrales, 16 hidroeléctricas y 11 térmicas, con una capacidad instalada de 1,771 MW y esta potencia sirvió una demanda máxima de 1,154 MW. Además, cuenta con un nivel de cobertura eléctrica de un 89%. Es importante señalar que en Panamá todas las centrales eléctricas renovables son hidroeléctricas; de hecho, el 57% de la generación proviene de dicha fuente. No hay en este país centrales eólicas, geotérmicas o biomásicas. A partir de 1995, la cobertura eléctrica ha aumentado de un 77% a un 89% en el 2009 (CEPAL, 2010).

12 Cálculos propios sobre datos de (CEPAL, 2010)

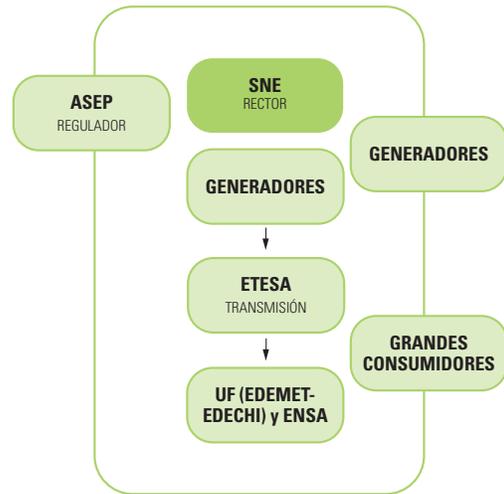
13 Ídem

Gráfico 3 – Generación según tipo de fuente (año 2009 - 6,879 GWh)



Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

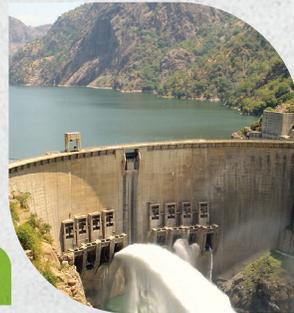
Figura 1 - Situación Actual del Sector Energético de Panamá



Fuente: Elaboración propia con base en información de la CND

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 Panamá.

En Panamá la Secretaría Nacional de Energía (SNE) es la encargada de establecer la política y la estrategia en el sector energético ejerciendo la posición de rector. Anteriormente, estas funciones estaban asignadas a la Comisión de Política Energética (COPE/MEF) adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas.

Por otra parte, a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) le corresponde la función de Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá. Tiene independencia en el ejercicio de sus funciones y está sujeta a la fiscalización de la Contraloría General de la República. Entre sus obligaciones está regular y controlar las actividades del sector eléctrico con el fin de garantizar la prestación eficiente de este servicio, establecer metodologías para la fijación de la tarifa, emitir regulaciones, otorgar licencias y concesiones, entre otras.

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en la siguiente normativa:

- Ley N° 6, de febrero de 1995¹⁴. Autorizó el otorgamiento de concesiones para la generación a entes privados.
- Resolución 317, de octubre de 1995¹⁵. Reglamenta la Ley N° 6, de febrero de 1995.
- Ley N° 6: dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, del 3 de febrero de 1997¹⁶. Establece los lineamientos generales para la venta de acciones de las empresas de generación y distribución del Estado. Abre el espacio para la realización de transacciones de mercado no reguladas entre agentes de mercado. Esta Ley recibió el mismo número 6, que la antes citada.
- Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6¹⁷.

- Decreto Ley N° 10, del 22 de febrero de 2006, mediante el cual reorganiza el Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos¹⁸.
- Ley N° 57, de octubre de 2009. Se realizaron modificaciones a algunos artículos de la Ley N° 6 de 1997.
- Resolución JD-3460 de 19 de agosto de 2002: procedimiento para otorgar concesiones de generación¹⁹. Ley N° 45. (4 de agosto del 2004): Régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias²⁰. En octubre del 2010 se presentó a la Asamblea Nacional el anteproyecto de Ley N° 088, que pretende reformar a algunos artículos de la Ley N° 45, dado que no benefician proyectos de energía eólica, biomasa y mini hidroeléctricas²¹.

Adicionalmente, en el 2011, se quiere presentar el proyecto de Ley de Uso Racional Energético. Por otra parte, a raíz del cambio en la matriz energética, se pretende preparar legislaciones para fuentes eólicas y biocombustibles. No se ha presentado una propuesta ya que aún están en conversaciones internas con el SNE.

La Ley N° 6, de febrero de 1997 antes citada, es la ley fundamental en materia de electricidad y establece los siguientes aspectos principales²²:

- Define como funciones del Estado el garantizar acceso, cobertura y calidad del servicio, libertad de competencia, establecer el régimen tarifario de las actividades en las cuales no haya competencia y proteger el ambiente.
- Mediante la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), se separan las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Crea la Comisión de Política Energética con la finalidad de formular políticas (ente rector).
- Define las responsabilidades del ente regulador (hoy en día ASEP).

14 ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2011

15 Ídem

16 Centro Nacional de Despacho: <http://www.cnd.com.pa>

17 Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. <http://www.cnd.com.pa/decreto22.htm>

18 ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2011

19 Ídem

20 ANAM, 2011

21 Asamblea Nacional, 2010

22 Análisis del Mercado Eléctrico Panamá. Proyecto ARECA

- Establece que la Empresa de Transmisión será 100% propiedad del Estado. Le asigna la responsabilidad de preparar los planes de expansión a la empresa de transmisión.
- El Centro Nacional de Despacho, dependencia de la Empresa de Transmisión, será la responsable de la operación integrada del servicio público. La operación del sistema contempla también la administración del mercado de contratos y del mercado ocasional. Establece el orden en que se efectuará el despacho (artículo 74), de forma ascendente de costo variable.
- La compra de energía es una actividad con precios no regulados. Están regulados los precios de transmisión, distribución y de venta a cliente final.
- Los agentes de mercado pueden importar o exportar energía.
- Define criterios para la contratación por parte de las distribuidoras del suministro de energía, mediante la libre concurrencia que cumpla con los parámetros del Ente Regulador.
- Indica que se requerirán concesiones para la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctricas y geotermoeléctricas. Establece en un término no mayor a 50 años para la vigencia de esas concesiones.
- Concede a las energías renovables una preferencia de 5% en el precio evaluado en cada uno de los concursos y licitaciones que efectúen las distribuidoras para la compra de energía y potencia (artículo 155).

Los incentivos que se otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables se establecen en la Ley N° 45 de agosto del 2004.

Mediante la Ley N° 6 de 1997, se creó la Comisión de Política Energética (COPE/MEF) adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) quien era la encargada de establecer la política y la estrategia en el sector energético ejerciendo la posición de rector. Estas funciones y las de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas fueron traspasadas a la Secretaría Nacional de Energía (SNE). Esta Secretaría es creada con la Ley N° 52 de 30 de julio de 2008, como una dependencia del Órgano Ejecutivo adscrita al Ministerio de la Presidencia. La SNE tiene como función formular las políticas globales y definir la estrategia de sector energético.

Las siguientes funciones antes asignadas a la Comisión le corresponden a la SNE:

1. Estudiar y analizar opciones de política nacional en materia de electricidad, hidrocarburos, uso racional de energía, y el aprovechamiento integral de los recursos naturales y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo;
2. Identificar las acciones necesarias para el suministro y consumo de recursos energéticos de manera confiable y económica;
3. Identificar y pronosticar los requerimientos energéticos de la población y de los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda hechas por los agentes operativos de cada subsector energético;
4. Proponer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, según criterios sociales, económicos, tecnológicos y ambientales;
5. Recomendar al Órgano Ejecutivo las políticas para la determinación de los precios de los energéticos;
6. Evaluar la conveniencia social y económica del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales;
7. Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético;
8. Establecer la metodología y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de recursos energéticos, y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos;
9. Establecer programas de ahorro y uso racional de energía,
10. Coordinar los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos;
11. Vigilar la adecuada consideración de los aspectos sociales y ambientales relacionados con la protección de los recursos naturales y del ambiente en las actividades energéticas, señalados por la autoridad ambiental competente;
12. Asesorar al Órgano Ejecutivo sobre la conveniencia de suscribir convenios internacionales sobre energía;
13. Informar de sus planes y políticas a los organismos del gobierno, empresas del sector, organismos financieros, inversionistas, nacionales o extranjeros, y a los consumidores;
14. Mantener relaciones con los organismos similares de otros países;
15. Mantener estrecha coordinación con las

autoridades competentes de cada subsector energético, para el buen funcionamiento del sector energía;

16. Celebrar contratos y formalizar todos los instrumentos relativos a su administración, necesarios para el cumplimiento de sus objetivos;
17. Realizar todos los actos y operaciones necesarios para cumplir los objetivos establecidos en esta Ley.

El Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá se crea mediante la Ley N° 26 de 1996 y se reestructura mediante el Decreto N° 10 de 22 de febrero del 2006, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), como organismo autónomo del Estado. La ASEP actúa con independencia en el ejercicio de sus funciones y está sujeta a la fiscalización de la Contraloría General de la República. Ejerce el poder de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural; garantizando a los ciudadanos la prestación eficiente de los servicios públicos adecuados, eficientes, confiables, ambientalmente seguros, a precios justos y razonables, así como el cumplimiento de sus niveles de calidad en los aspectos técnicos, comerciales, legales y ambientales.

Definidas por la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997, las funciones que se le asignan son las siguientes:

1. Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia.
2. Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos de electricidad para acceder y hacer uso de las redes de servicio público de transmisión y distribución.
3. Establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia. Esto incluye la aprobación y supervisión de las tarifas de venta para el servicio público de electricidad.
4. Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad que se conecte a la red de servicio público.
5. Establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizadas de energía

y potencia, entre los prestadores del servicio y entre estos y los grandes clientes, de forma que se promueva la libre competencia, cuando proceda, y la compra de energía en condiciones económicas.

6. Aprobar el Reglamento de Operación para realizar la operación integrada del sistema interconectado nacional, así como para normar los sistemas de medida asociados al despacho de los contratos y de las transferencias de energía en bloque.
7. Aplicar sanciones a los infractores en el campo normativo de su competencia.
8. Otorgar las concesiones y licencias a que se refiere la Ley.
9. Autorizar el uso, adquisición de bienes inmuebles y constitución de servidumbres a que se refiere la Ley.
10. Emitir concepto sobre las solicitudes de concesión de uso de agua para generación hidroeléctrica, a fin de evitar la subutilización del recurso.

3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

En Panamá, los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables, que establece la Ley N° 45 de agosto del 2004, se resumen de la siguiente manera:

- Para la definición de los incentivos se clasifican las centrales a base de energía renovable en las siguientes categorías:
 - Sistemas de centrales o centrales hidroeléctricas de hasta 10 MW.
 - Sistemas de centrales o centrales hidroeléctricas con capacidad de entre 10 y 20 MW.
 - Sistemas de centrales geotermoeléctricas, independientemente de su capacidad,
 - Sistemas de centrales de otras fuentes renovables, independientemente de su capacidad.
- A partir del sexto año de la entrada en vigencia de esta Ley, el otorgamiento de las concesiones relativas a la generación hidroeléctrica no estará sujeto al requisito de competencia. Dichas concesiones se otorgarán mediante resolución motivada del Ente Regulador.

- Las centrales hidroeléctricas de hasta 10 MW y las de otras fuentes renovables podrán realizar contratos de compra venta directa con las distribuidoras, sin el requisito de libre competencia, siempre y cuando exista capacidad de contratación por parte de la distribuidora de acuerdo con su obligación de contratar, y que la generación propia y las compras directas no excedan el límite del 15% de la demanda máxima en el área de concesión de la distribuidora.
- Las 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.
- Exoneración de impuestos y gravámenes asociados a la importación de equipos y materiales necesarios para la construcción, operación y mantenimiento.
- Se establece también un 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 del inicio de operación.

Los incentivos creados no son aplicables a ciertas tecnologías, por lo que se presentó en octubre de 2010 a la Asamblea Nacional un anteproyecto de Ley N° 088. En esta se proponer modificar el artículo ocho y numerales del dos al cinco del artículo 10 de la Ley N° 45.

Por otra parte, en el artículo 155 de la Ley N° 6 de 1997 se estableció además una preferencia de un 5% en el precio evaluado a los proyectos que utilicen fuentes renovables de energía, en cada uno de los concursos o licitaciones en los que participen.

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

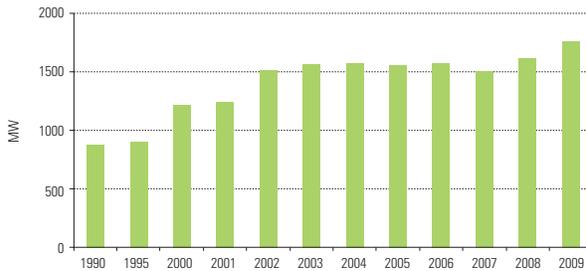
El propósito de esta sub-sección es presentar algunas estadísticas descriptivas que reflejen la evolución del sector energético en el tiempo, especialmente destacando los cambios en la legislación vigente y su posible impacto en las características del sector. Es importante destacar, sin embargo, que el presente no pretende ser un análisis de causalidad ya que escapa los propósitos de este trabajo.

En el caso de Panamá, la principal reforma con un impacto directo es la Ley N° 6 (Febrero de 1997, reglamentada en junio de 1998), que desglosa el sector en generación/transmisión/distribución y permite la participación de actores privados en la primera y la última de ellas (la transmisión en Panamá es 100% estatal). Así mismo, dispone la no-regulación del precio de generación en paralelo a la regulación de los precios de transmisión, distribución y venta al consumidor final.

Lo primero que se nota a partir del 2000 es un importante salto en la capacidad instalada respecto a la de 1995 (Gráfico 4). De hecho, la presencia del estado en materia de generación se reduce a cero en el 2000, lo que muestra el traspaso casi total de la generación (existente y nueva) a actores privados. Sin embargo, el estado ha tenido participación en las acciones de empresas tales como la Empresa de Generación Eléctrica Fortuna S.A, una de las más grandes del país. Si bien la capacidad tuvo un crecimiento prácticamente nulo durante los años 2002 a 2007, en el 2008 y 2009 vuelve a mostrar crecimientos significativos. La participación estatal se ubica hacia el último año con datos alrededor del 10%, una de las más bajas de la región (Gráfico 5).

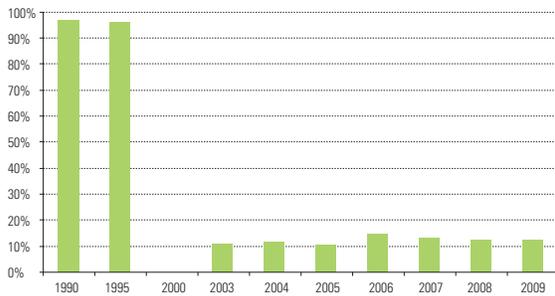
El impacto de las reformas en la capacidad instalada ha sido notable; sin embargo, no han permitido un incremento en la participación de las energías renovables (Gráfico 6). Esta es del 50% en el 2009, por debajo del 60% de 1995. En los últimos años (2005-2009), la capacidad instalada de fuentes fósiles creció a un promedio de 4% anual contra un 1.1% para las energías renovables, representadas exclusivamente por la energía hidroeléctrica en Panamá. En cuanto a generación, si bien la generación con recursos hídricos sigue siendo mayoritaria en el 2009 (con un 57% del total), ha perdido terreno, casi 30 puntos porcentuales, respecto a 1990 (Gráfico 7).

Gráfico 4 - Evolución de la capacidad instalada



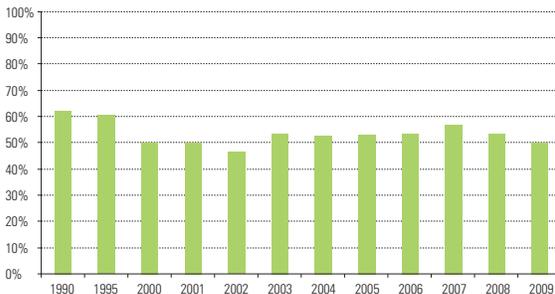
Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

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



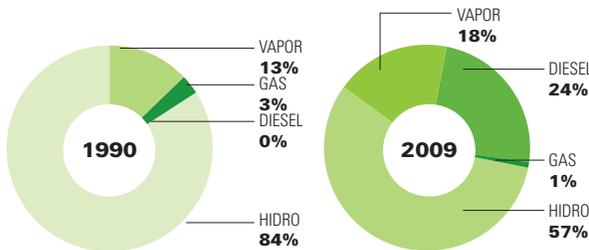
Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

Gráfico 6 - Evolución de la participación de energías renovables en la capacidad instalada



Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

Gráfico 7 - Generación por fuentes

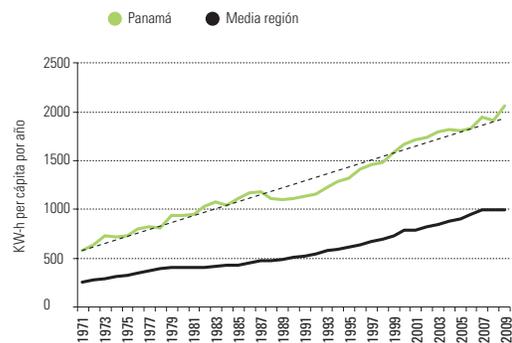


Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

En Panamá existe una ley de incentivos a las energías renovables (Ley N° 45: Régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias), desde el 4 de agosto del 2004; sin embargo, no fue regulada sino hasta el 2009. Está medida por la tasa de crecimiento del parque renovable, aunque no parece haber tenido mayor impacto en la matriz energética del país. Pese a esto, su reciente regulación hace que los datos disponibles sean demasiado recientes para permitir evaluar el impacto de dichos incentivos.

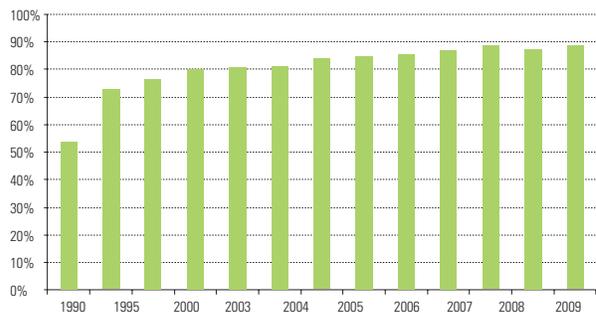
El consumo eléctrico per cápita experimentó un crecimiento estable, incrementándose en promedio en un 3.71% (1972-2009). Existe una brecha de más del doble con la media centroamericana.

Gráfico 8 - Evolución del consumo per cápita



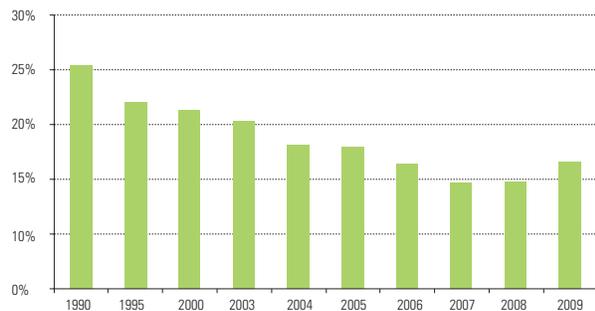
Fuente: Elaboración propia con base en el Banco Mundial, 2010

Gráfico 9 - Evolución de la cobertura eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

Gráfico 10 - Evolución de las pérdidas de transmisión

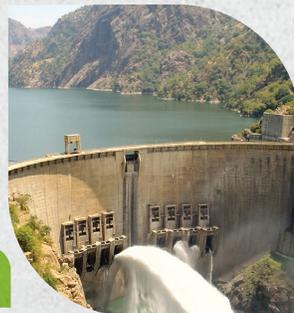


Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL, 2010

Existen dos indicadores adicionales cuya mejoría podría señalar el impacto proveniente de las reformas del sector. El primero es la evolución de la cobertura eléctrica (Gráfico 9), que en el período bajo estudio tuvo un incremento mayor antes de las reformas (obsérvese por ejemplo el incremento de 1995 respecto a 1985, en comparación con el incremento de 1995 al 2000 o de este último con el 2005). Este puede ser un indicador de los incentivos que tienen (o no) los distribuidores privados para incorporar nuevos trazados. Pese a ello, el grado de cobertura alcanzado por la República de Panamá en 2009 es muy alto, casi el 90%. En cambio, la reducción en las pérdidas de transmisión (Gráfico 10) han sido notables para el período post-reformas (a pesar incluso de una pequeña subida a partir del 2008).

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

La Ley N° 6 de febrero de 1997 establece el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, en la cual se definen los lineamientos generales para la venta de acciones de las empresas de generación y distribución del Estado y abre el espacio para la realización de transacciones de mercado no reguladas entre agentes de mercado. En su artículo 20 define las responsabilidades del ente regulador, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), la cual se encarga de establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia y aprobar las tarifas de venta para el servicio público de electricidad, así como supervisar y verificar la aplicación del régimen tarifario y de los valores tarifarios fijados, y revisarlos de acuerdo con los mecanismos que se prevean.

Para comercializar nueva capacidad, las distribuidoras deben licitar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados con potencia firme, mediante actos públicos. Las licitaciones deben anunciarse con al menos dos años de antelación, aunque preferiblemente debe ser de tres a cuatro años para permitir la participación de plantas en proceso de incorporación.

Las empresas de distribución preparan los pliegos de licitación, que deben cumplir con los criterios del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá y ser aprobados por este. Los plazos pueden ser de hasta 10 años y pueden incluir potencia, energía, o ambas. En un Contrato de Suministro el Participante Productor compromete una potencia Firme de Largo Plazo, pudiendo el contrato establecer un requerimiento de disponibilidad objetivo, y el Participante Consumidor se compromete a pagar por cada MW de potencia firme contratada que cumpla la disponibilidad objetivo de haberse establecido en el contrato dicho requerimiento de disponibilidad, independientemente de que genere o

no, hasta la potencia firme de largo plazo contratada²³.

En el caso de las energías renovables, las empresas podrán optar por indexar mensualmente una fracción (indicada por la empresa de distribución) de sus precios de la energía de acuerdo con los cambios en los costos marginales del sistema o en utilizar un precio fijo; en ambos casos, de todos modos, existe actualización por cambios en los costos de transmisión. El caso más general (precios ajustables según costos marginales del sistema) sería:

$$PE_t = PE_0 \cdot (1 - FAJU) + PE_0 \cdot FAJU \cdot \frac{CMS_t}{CMS_0} + T \cdot \frac{CT_t}{CT_0}$$

donde:

PE_t es el precio de la energía en el período t (PE_0 es el precio inicial)

$FAJU$: fracción ajustable determinada por la distribuidora

CMS_t es el promedio del costo del mercado ocasional en el mes t

T es el cargo de transmisión (por unidad de energía, siempre que dicho cargo no se cobre de acuerdo con la capacidad instalada)

CT_t es el cargo de transmisión correspondiente al mes t (CT_0 es el cargo inicial)

El precio por potencia, en tanto, se indexará mensualmente (también una fracción definida por la distribuidora) de acuerdo con la evolución de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años.

Las señales de precios en la generación provienen de los mercados de contratos que se establecen a partir de las licitaciones que realizan periódicamente las distribuidoras, así como del mercado spot en donde se pueden transar cantidades de potencia y energía.

23
4.4.5.1

ASEP, "Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad",

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. La fórmula de precio de la potencia, disponibilidad y premios o castigos puede variar a lo largo del período de contratación. El Contrato de Suministro que establezca compromisos de energía, debe acordar un régimen de precios para la energía, que puede variar a lo largo del período de contratación o en función de parámetros que se acuerden en el contrato²⁴.

4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos

Los precios establecidos en los contratos con las distribuidoras EDECHI, EDEMET y ELEKTRA se encuentran publicados y se reproducen en las páginas a continuación. La variabilidad es importante y es difícil realizar comparaciones ya que las condiciones varían con cada contrato (según haya únicamente pagos de energía y/o potencia, el momento horario donde el bloque esté disponible, si se trata de excedentes o energía nueva, entre otros.)

Tabla 7 - Precios pagados por EDECHI

EDECHI	TIPO	MW	Precio Potencia B./KW-mes	Precio Energía B./kWh	Vigencia
Fortuna 15-05	Pot y Ener	15	7.53	0.0470	Ene 2009 - Dic 2012
Renglón 1					
Renglón 2	Pot y Ener	50.40	7.53	0.0470	Ene 2010 - Dic 2010
		14.17	7.53	0.0470	Ene 2011 - Dic 2011
		17.08	7.53	0.0470	Ene 2012 - Dic 2012
		0.00	7.53	0.0470	Ene 2013 - Dic 2013
Los Estrechos 17-06	Pot y Ener	2.5	8.00	0.0600	Ene 2011 - Dic 2020
Salto Francoli 18-06	Pot y Ener	0.7125	16.00	0.0450	Sept 2009 - Dic 2019
AES Panamá 19-06	Pot y Ener	35	1.00	0.0787	Ene 2011 - Dic 2020
AES Panamá 13-05	Pot y Ener	16	18.00	0.0341	Ene 2009 - Dic 2010
		17	18.00	0.0341	Ene 2011 - Dic 2013
		29	18.00	0.0341	Ene 2014 - Dic 2018
Pedral Power 34 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0893	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0600	Ene - Dic 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
IDB 36 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1315	Dic 2009 - Jun 2010
				0.1203	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1169	Ene - Jun 2010
				0.1190	Ene - Jun 2010
Enel Fortuna 38 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0650	Ene - Dic 2010
Bontex 39 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	Jul - Dic 2010
				0.1860	
				0.2244	
				0.2281	
				0.2580	
GENA 40 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a		Dec 2009 - Jun 2010

AES 41 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0699	Ene - Dic 2010
Empresas Melo 44 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1571	Ene - Dic 2010
Pan Am 46 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1433	Dic 2009 - Jun 2010
Café Eleta 47 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1600	Ene - Dic 2010
Salto Francolí 48 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1889	Marzo - Dic 2010
Hidroibérica 49 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.2900	Ago - Dic 2010
Tercaribe 50 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1144 0.1159	Dic 2009 - Jun 2010
Pedregalito 51 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1180	Oct - Dic 2010
Hidro Boquerón 53 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1599	Jul - Dic 2010
Paso Ancho 54 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1539	Mayo - Dic 2010
Altermergy 55 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	1 al 31 diciembre 2010
EGESA 56 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0470 0.0470 0.0380 0.0380	Dic 2009 - Jun 2010
COPESA 57 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1325	Dic 2009 - Jun 2010

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 8 - Precios pagados por EDEMET

EDEMET	TIPO	MW	Precio Potencia B././KW-mes	Precio Energía B././kWh	Vigencia
AES Esti 02-99	Pot y Ener	62.70	7.95	0.0400	Nov 2007 - Nov 2013
AES 15-06	Pot y Ener	15.00	1.00	0.0787	Ene 2011 - Dic 2020
AES 12-05	Pot y Ener	109.00	18.00	0.0341	Ene 2009 - Dic 2010
		113.00	18.00	0.0341	Ene 2011 - Dic 2013
AES 04-08	Pot y Ener	196.00	18.00	0.0341	Ene 2014 - Dic 2018
		61.00	10.00	0.0729	Ene 2012 - Dic 2013
AES 08-08	Pot y Ener	77.00	10.00	0.0729	Ene 2013 - Dic 2021
		31.57	10.00	0.0798	Ene 2013 - Dic 2022
Fortuna 14-05	Pot y Ener	54.60	7.53	0.0470	Ene 2010 - Dic 2010
		90.83	7.53	0.0470	Ene 2011 - Dic 2011
		87.92	7.53	0.0470	Ene 2012 - Dic 2012
		0.00	7.53	0.0470	Ene 2013 - Dic 2013
Fortuna 06-08	Pot y Ener	26.95	12.00	0.0750	Ene 2013 - Dic 2022
Pan Am 03-09	Energía	16.00 *	n/a	0.1164	Mayo 2009 - Dic 2011
Hidro Maq Pmá 16-06	Pot y Ener	1.90	9.50	0.0560	Jun 2009 - Dic 2018
GENA 08-07 (chi 05-07)	Pot y Ener	45.00	12.00	0.0765	Jun 2009 - Jun 2014
Gen Atlántico 02-09	Energía	27.00 *	n/a	0.1174	Mayo 2009 - Dic 2011
Inv. y Des. Balboa 09-07	Pot y Ener	37.35	31.00	0.07056	Mar 09 - Dic 10
		37.35	31.00	0.07056	Ene 2011 - Dic 2011
		62.25	31.00	0.07056	Ene 2012 - Dic 2012
		62.25	31.00	0.07056	Ene 2013 - Dic 2013
		62.25	31.00	0.07056	Ene 2014 - Dic 2014
ESEPSA 11-07	Pot y Ener	1.44	12.00	0.0629	Jul 2009 - Jun 2014
Tercaribe 07-07	Pot y Ener	4.275	22.50	0.0867	Mar 2009 - Jun 2014
Tercaribe 04-09	Pot y Ener	7.00	7.15	0.1032	Ene 2010 - Dic 2010
		15.00	7.15	0.1032	Ene 2011 - Dic 2011
Hydro Calsan 05-08	Pot y Ener	17.04	31.62	0.0306	Ene 2013 - Dic 2022

Electron Invest 07-08	Pot y Ener	34.65	15.00	0.0695	Ene 2013 - Dic 2022
Alternergy 09-08	Pot y Ener	61.60	28.00	0.0711	Ene 2013 - Dic 2022
Bontex 10-08	Pot y Ener	15.40	28.00	0.0711	Ene 2013 - Dic 2022
Ideal 05-09	Pot y Ener	20.07	10.13	0.0938	Ene 2011 - Dic 2011
Pedregal Power 06-09	Pot y Ener	32.00	7.23	0.1071	Ene 2010 - Dic 2011
Caldera 09-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1549	Ene - Dic 2010
Hidro Boquerón 10-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1599	Jul - Dic 2010
Hidro Panamá 11-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1755	Ene - Dic 2010
Café Eleta 12-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1600	Ene - Dic 2010
ACP 13-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0600	Ene - Dic 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
Enel Fortuna 14-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0650	Ene - Dic 2010
Bahia Las Minas 15-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1203	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1169	Ene - Jun 2010
0.1190	Ene - Jun 2010				
Pedregal Power 16-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0893	Dic 2009 - Jun 2010
I.D.B 17-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1315	Dic 2009 - Jun 2010
GENA 18-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1860	Dic 2009 - Jun 2010
				0.2244	
				0.2281	
0.2580					
Bontex 19-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	Jul - Dic 2010
AES 20-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0699	Ene - Dic 2010
Salto Francoli 21-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1889	Marzo - Dic 2010
Pedregalito 22-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1180	Oct - Dic 2010
Empresas Melo 24-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1571	Ene - Dic 2010
Ideal 25-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.2200	Sept - Dic 2010
Paso Ancho 26-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1539	Mayo - Dic 2010
Tercaribe 31-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1144	Dic 2009 - Jun 2010
				0.1159	
COPESA 32-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1325	Dic 2009 - Jun 2010
Instituto Costarricense de Electricidad 33-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1700	Ene - Dic 2010
				0.0560	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0550	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0530	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0550	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0470	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0430	Dic 2009 - Jun 2010
Hidroibérica 27-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.2900	Ago - Dic 2010
Alternergy 28-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	1 al 31 diciembre 2010

Pan Am 29-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1433	Dic 2009 - Jun 2010
EGESA 30-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0470 0.0470 0.0380 0.0380	Dic 2009 - Jun 2010

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 9 - Precios pagados por ELEKTRA

ELEKTRA	TIPO	MW	Precio Potencia B./KW-mes	Precio Energía B./kWh	Vigencia
AES Esti 03-99	Pot y Ener	48.72	7.95	0.0400	Nov 2007 - Nov 2013
AES 07-08	Pot y Ener	39.00	10.00	0.0729	Ene - Dic 2012
	Pot y Ener	23.00	10.00	0.0729	Ene 2013 - Dic 2021
AES 09-08	Pot y Ener	9.43	10.00	0.0798	Ene 2013 - Dic 2022
Fortuna 01-06	Pot y Ener	80.00	7.53	0.0549	Ene 2009 - Dic 2012
	Pot y Ener	120.00	7.53	0.0549	Ene 2013 - Dic 2018
Fortuna 003-08	Pot. Firme	55.00	8.50	n/a	Ene 2010 - Dic 2011
Enel Fortuna 008-08	Pot y Ener	8.05	12.00	0.0750	Ene 2013 - Dic 2022
Bahía Las Minas 017-06	Pot y Ener	108.00	28.14	0.0311	Ene 2010 - Dic 2018
Bahía Las Minas 018-06	Pot y Ener	108.00	28.77	0.0311	Ene 2019 - Dic 2023
Inv Desarrollo Balboa 06-07	Pot y Ener	24.90	31	0.0706	Ago 2008 - Dic 2011
Pedregal 005-08	Pot. Firme	15.00	9.45	n/a	Ene 2010 - Dic 2011
Pedregal 001-09	Energía	22.00 *	n/a	0.0940	Ene - Dic 2010
Semper Tercaribe 008-07	Pot y Ener	30.00	12.00	0.0800	Ene 2009 - Dic 2010
Aseg Mundial 010-07	Pot y Ener	0.01	12.00	0.0700	Ene 2009 - Dic 2010
		22.50	12.00	0.0700	Ene 2011 - Dic 2018
Pan Am 009-06	Pot y Ener	45.00	12.00	0.08523	Ene 2009 - Dic 2010
Pan Am 010-06	Pot y Ener	20.00	12.00	0.07205	Ene 2010 - Dic 2019
Pan Am 011-06	Pot y Ener	60.00	12.00	0.07205	Ene 2011 - Dic 2020
Paso Ancho 02-05	Pot y Ener	4.00	6.35	0.04060	Dic 2009 - Dic 2017
ACP 006-08	Pot. Firme	15.00	10.49	n/a	Ene 2010 - Dic 2011
ACP 002-09	Energía	19.00 *	n/a	0.12398	Ene - Dic 2010
Térmica del Caribe 05-07	Pot y Ener	2.85	22.50	0.0867	Mar 2009 - Jun 2014
ESEPSA 07-07	Pot y Ener	0.96	12.00	0.0629	Jul 2009 - Jun 2014
Gen del Atlántico 09-07	Pot y Ener	30.00	12.00	0.0765	Jun 2009 - Jun 2014
Hydro Calsan 10-08	Pot y Ener	5.09	31.62	0.0306	Ene 2013 - dic 2022
Electron Investment 11-08	Pot y Ener	10.35	15.00	0.0695	Ene 2013 - dic 2022
Alternergy 12-08	Pot y Ener	18.40	28.00	0.0711	Ene 2013 - dic 2022
Bontex 13-08	Pot y Ener	4.60	28.00	0.0711	Ene 2013 - dic 2022
A C P 005-09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0600	Dic 2009 - Dic 2010
Alternergy 007 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	1 al 31 Dic 2010
Bontex 008 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1300	Jul - Dic 2010
Café Eleta 009 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1600	Ene - Dic 2010
Caldera 010 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1549	Ene - Dic 2010
Enel Fortuna 011 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0650	Ene - Dic 2010
Hidro Panama 012 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1755	Ene - Dic 2010

Hidro Boquerón 013 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1599	Jul - Dic 2010
Hidrolbérica 014 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.2900	Ago - Dic 2010
Paso Ancho 017 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1539	Mayo - Dic 2010
Pedregalito 018 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1180	Oct - Dic 2010
Salto Francolí 019 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1889	Marzo - Dic 2010
A C P 020 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0366	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0610	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0327	Dic 2009 - Jun 2010
Bahía Las Minas 021 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1203	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1210	Ene - Jun 2010
				0.1169	Ene - Jun 2010
				0.1190	Ene - Jun 2010
COPESA 022 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1325	Dic 2009 - Jun 2010
EGESA 023 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0470	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0470	
				0.0380	
				0.0380	
GENA 024 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1860	Dic 2009 - Jun 2010
				0.2244	
				0.2281	
				0.2580	
I D B 025 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1315	Dic 2009 - Jun 2010
Pan Am 026 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1433	Dic 2009 - Jun 2010
Pedregal Power 027 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.0893	Dic 2009 - Jun 2010
Tercaribe 028 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1144	Dic 2009 - Jun 2010
				0.1159	
Istmus 029 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1495	Ene - Dic 2010
Instituto Costarricense de Electricidad 030 - 09	Excedente de Energía	n/a	n/a	0.1700	Ene - Dic 2010
				0.0560	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0550	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0530	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0550	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0470	Dic 2009 - Jun 2010
				0.0430	Dic 2009 - Jun 2010

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Los gráficos a continuación presentan la evolución reciente (últimos cinco años) del mercado spot, que en el caso de Panamá representa casi un 19% del total ofertado. El Gráfico 11 muestra el comportamiento del precio spot promedio que, aun a pesar de haber descendido respecto al máximo alcanzado en el 2008, en el 2010 se mantenía alrededor de los 175 USD/MWh, por encima de los valores registrados en el 2006 y 2007.

El comportamiento anual del precio depende (mostrado en el Gráfico 12 para el año con mayor y menor precio promedio y para el último con datos disponibles) entre otros factores, de las condiciones climáticas, el régimen de lluvias y el precio de los combustibles fósiles. No hay un patrón de estacionalidad marcado en el período analizado (últimos cinco años con información disponible).

Gráfico 11 - Evolución precio del mercado spot (2006-2010)

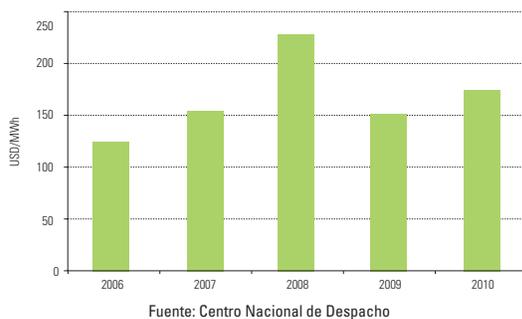
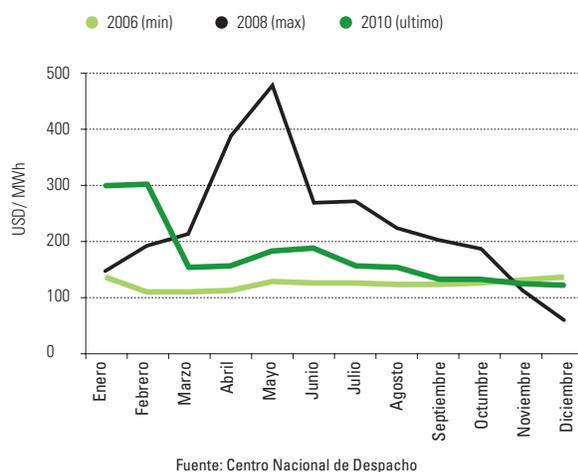


Gráfico 12 - Comportamiento anual del precio



Por último, el Gráfico 13 muestra el precio promedio para todo el año 2010 en cada una de las 24 horas del día, siendo las más costosas las del bloque comprendido entre las 12 y las 21 horas (alrededor de 185 USD/MWh), luego de lo cual registra un marcado descenso.

Gráfico 13 - Comportamiento horario del precio



Fuente: Centro Nacional de Despacho

4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución

En general, en la región 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.

En el caso puntual de Panamá, la Ley N° 45 de agosto del 2004 otorga a los generadores de energía con base en fuentes renovables, una serie de incentivos económicos. En virtud de esta, las 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.

4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal a corto plazo determina el precio de la energía en el Mercado Ocasional. Lo calcula el Centro Nacional de Despacho (CND) con un despacho económico sin restricciones de la red de transmisión y distribución que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Dicho despacho se denomina despacho de precio.

Las transacciones de energía y el cálculo de precio en el Mercado Ocasional se realizan con periodicidad horaria.

El Costo Variable aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación.
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND.
- c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el participante nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- d) El precio ofertado por auto generadores y cogeneradores que venden excedentes.

Para el cálculo del valor del agua el CND utiliza los siguientes criterios:

- a) El CND debe acordar con los generadores hidroeléctricos el modelado de las cuencas y de los embalses. El generador suministrará los parámetros de operación y características técnicas de sus centrales hidroeléctricas, debidamente fundamentados, que el CND utilizará en dicho modelado.
- b) El CND debe utilizar un modelo de cálculo autorizado y producir resultados auditables.
- c) El CND debe utilizar la información que suministren los participantes, salvo aquellos datos que rechace por motivos fundamentados en lo que establece el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales. El CND debe incluir en el cálculo del valor del agua el costo de racionamiento.
- d) El CND debe informar y justificar a los participantes los criterios, hipótesis y datos a utilizar, y tener en cuenta las observaciones que al respecto suministren dichos participantes. Para ello, el CND debe elaborar y acordar con los participantes una metodología que describa modelos, datos, hipótesis, criterios de actualización, y todo otro detalle que haga al cálculo del valor del agua. Asimismo el CND deberá suministrar todos los datos utilizados para el cálculo, los cambios a dichos datos y el motivo que justifica cada cambio.

4.5 Metodologías de cálculos tarifarios, aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables.

En Panamá existe un mercado libre para grandes usuarios que son aquellos con demanda de potencia y hay un mercado regulado para usuarios menores, segregado por clientes en baja tensión, media y alta tensión y por demanda o bloque horario. Por ello, de acuerdo con la Ley N° 6 de febrero de 1997, la compra de energía es una actividad con precios no regulados.

Lo que sí está regulado es el precio de la transmisión, distribución y de venta a cliente final. En ese caso, corresponde a la ASEP, como ya se explicó, establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de venta de los servicios públicos de electricidad y la aprobación de las mismas.

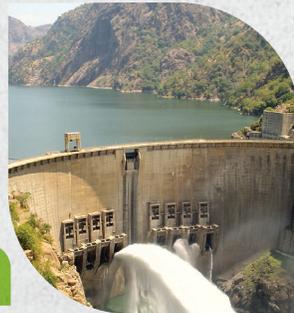
No hay injerencia de los entes reguladores para el cálculo tarifario.

4.6 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad procedente de plantas de energía renovable.

Según el artículo 20 de la Ley No 6 de febrero de 1997, corresponde a la ASEP establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizada de energía y potencia, entre los prestadores del servicio y entre estos y los grandes clientes, de forma que se promueva la libre competencia, cuando proceda y la compra de energía en condiciones económicas.

SECCIÓN 5

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



5. Generación, Transmisión y Distribución

5.1 Generación

De acuerdo con la Ley No 6 (3 de febrero de 1997) se define como generación, la producción de energía eléctrica por cualquier medio.

En cuanto a las funciones correspondientes a los generadores, en la Ley No 6 se especifica lo siguiente:

• Artículo 67. Obligaciones de los generadores. Los generadores están obligados a:

1. Someterse a las reglas sobre la operación integrada, conforme lo dispuesto en el Reglamento de Operación y los acuerdos adoptados para su operación, en caso de incorporarse al sistema interconectado nacional. Se excluyen de esta obligación las empresas autorizadas para operar en sistemas aislados.
2. Cumplir con las normas técnicas para la conexión al sistema interconectado nacional, y demás normas aplicadas sobre seguridad industrial que, al efecto, dicten las autoridades competentes.
3. Cumplir con las condiciones de protección al ambiente, establecidas.
4. Cumplir con las condiciones establecidas en la respectiva licencia o concesión.
5. Informar oportunamente, al Ente Regulador, sobre el cierre total o parcial de plantas o unidades

de generación de su propiedad.

6. Suministrar oportunamente la información que el Ente Regulador les solicite. El Ente Regulador establecerá cuáles de estas obligaciones se aplicarán a las plantas para servicio público con capacidad inferior a 10 MW y las de cogeneración y autogeneración, conectadas al sistema interconectado nacional.

• Artículo 69. Restricciones. Las empresas de generación que presten el servicio público de electricidad y sus propietarios estarán sometidas a las siguientes restricciones:

1. Participar, directa o indirectamente, en el control de las empresas de distribución;
2. Solicitar nuevas concesiones si al hacerlo atienden, directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del veinticinco por ciento (25%) del consumo de electricidad del mercado nacional. Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, las empresas de generación que suscriban contratos de suministro de energía con la Empresa de Transmisión, deberán vender, en forma exclusiva a esta empresa, la totalidad de la energía producida en las plantas de generación contempladas en el contrato, y no podrán suministrar energía de esas plantas a otros agentes del mercado.

Tabla 10- Participación de Generadores en Panamá 2009 ²⁵

	Nº de Centrales	Capacidad Instalada (KW)	Generación Neta (MWh)
Total	27	1,771,065	6,879,374.1
Sistema Nacional Interconectado	27	1,771,065	6,879,374.1
Mercado Mayorista	27	1,771,065	6,879,374.1
Empresas públicas	4	219,800	855,022.8
<i>Hidráulica</i>	2	60,000	281,360.0
Autoridad del Canal de Panamá	2	60,000	281,360.0
<i>Térmica</i>	2	159,800	573,662.8
Autoridad del Canal de Panamá	1	119,800	555,107.3
EGESA	1	40,000	18,555.5
Empresas Privadas	23	1,551,265	6,024,351
<i>Hidráulica</i>	14	821,315	3,612,866.3
AES Panamá	4	481,960	1,648,382.3
Arkopal, S.A.	1	675	2,510.0
Candela	1	530	1,698.2
Canopo	1	1,470	2,630.0
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A.	1	300,000	1,802,179.1
ESEPSA	4	22,380	71,378.1
Hidro Panamá, S.A.	1	4,300	27,198.2
Isthmus Hydro Power, S.A.	1	10,000	56,890.4
<i>Térmica</i>	9	729,950	2,411,485.0
Corporación Panameña de Energía (COPESA)	1	46,000	16,002.7
Egeminsa	1	280,000	684,616.0
ESEPSA	2	10,000	199.0
GENA	1	104,400	49,061.4
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	1	87,000	470,091.3
PAN-AM	1	99,000	648,216.5
Pedregal Power Company (PACORA)	1	55,350	419,798.4
Tcaribe	1	48,200	123,499.7

Los actores predominantes en la Tabla 10 son: la Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, que representó el 26.2% de la generación en el 2009, y AES Panamá con un 23.96%. Por otra parte, la Autoridad del Canal de Panamá (estatal) aportó el 12.15% de la generación para este mismo año.

A AES Panamá se le autorizó recientemente tener una participación en concesiones mayor a la restricción del art. 69 de la Ley No 6 (25%) para poder cubrir la demanda futura. Este cambio en la Ley se dio por medio del Decreto Ley No 10 ²⁶, en el artículo 3. El art. 69 de la Ley No 6 del 3 de febrero de 1997 quedará así:

²⁵ CEPAL, sobre la base de cifras oficiales preliminares. Nota: Se incluye la autoproducción.

²⁶ ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2011

“Artículo 69. Restricciones. Las empresas de generación que presten el servicio público de electricidad y sus propietarios estarán sometidas a las siguientes restricciones:

1. *Participar, directa o indirectamente, en el control de las empresas de distribución; y*
2. *Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden, directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del veinticinco por ciento (25%) del consumo de electricidad del mercado nacional.*

El Órgano Ejecutivo, previa opinión del Ente Regulador, podrá aumentar el porcentaje señalado en el numeral 2 de este artículo cuando considere que las condiciones de competencia en el mercado eléctrico lo justifiquen.”

5.2 Transmisión

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA) se constituyó el 22 de enero 1998 y fue hasta el 27 de mayo del mismo año que inició sus operaciones comerciales, en virtud de la respectiva expedición de la licencia comercial tipo “A”.

ETESA brinda el uso de la red de transmisión con acceso abierto y a tarifas reguladas. Dicha institución está autorizada por la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) a prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, bajo un contrato de concesión.

El sistema de transmisión está formado por las líneas de transmisión de alta tensión con voltaje igual o mayor de 115 kilovatios, subestaciones, transformadores y equipos eléctricos asociados, requeridos para transportar la energía eléctrica desde el punto de entrega por parte del generador, hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente. Asimismo incluye las interconexiones internacionales y todos los bienes necesarios para su adecuado funcionamiento.

El sistema de transmisión de ETESA (SNT - Sistema Nacional de Transmisión) está formado principalmente por 10 tramos de líneas de 230 kilovoltios que van desde la Central Hidroeléctrica de Bayano hasta la subestación Progreso en la frontera con la República de Costa Rica y por las subestaciones asociadas. Tiene también líneas de 115KV, un tramo desde la Central Termoeléctrica de Bahía Las Minas en Colón hasta la subestación Panamá

I y otro tramo desde la subestación Caldera hasta las Centrales Hidroeléctricas La Estrella y Los Valles.

La Empresa de Transmisión tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados. Con este fin, deberá preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo para la aprobación del Ente Regulador, con los comentarios realizados por las empresas de distribución y de generación.

A ETESA le corresponde las funciones de contratar el suministro de energía a largo plazo para atender la demanda del sistema interconectado nacional, efectuar su operación integrada y construir, mantener y operar la red de transmisión nacional.

En la Ley No 6 (3 de febrero 1997)²⁷, el artículo 79 presenta otras funciones que le corresponden a la Empresa de Transmisión que no están descritas anteriormente:

1. Prestar el servicio de operación integrada descrito en el capítulo III del título III (Despacho de Carga) de esta Ley;
2. Realizar los estudios básicos necesarios para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos;
3. Expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la red nacional de meteorología e hidrología.

5.3 Distribución

En Panamá la actividad de distribución está dividida en tres empresas concesionarias: Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. (ENSA), y a Unión Fenosa²⁸ se le adjudicó dos de las concesiones a través de Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET) y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI). Todas estas organizaciones que se dedican a la distribución y comercialización de la energía eléctrica.

27 ETESA

28 UNIÓN FENOSA-EDEMET EDECHI

A continuación se detalla las zonas de concesión²⁹:

- Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA): los límites de la zona de concesión se enmarcan dentro de la parte este de la Ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados Darien y Kuna Yala.
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET): cuya zona de concesión consiste en la parte occidental de la ciudad de Panamá, al oeste de la Provincia de Panamá y las Provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI): cuya zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- Además en el 2011, el Estado adquirirá de la empresa Bocas Fruit Company (autoproducer) y todos los activos eléctricos que utilizan para vender sus excedentes a la población de Changuinola, Guabito, Almirante y Las Tablas en la provincia de Bocas del Toro. Posteriormente, una vez se realice la compra, Bocas del Toro será integrada a la red eléctrica nacional y se constituirá en uno de los puntos más confiables del país tras inaugurar próximamente la red eléctrica que vendrá desde la vecina Costa Rica³⁰.

En el 2010 la cantidad total promedio de clientes fue de 802,497 de los cuales 350,640, es decir un 44% pertenece a la zona de concesión de EDEMET. ENSA cuenta con 345,301 clientes, correspondientes al 43% y EDECHI posee el 13%, es decir 106,556 clientes³¹.

De acuerdo con la Ley No 6, se establecen las siguientes obligaciones de los Distribuidores:

- Artículo 88. Alcance. El servicio de distribución comprende las actividades de compra de energía en bloque, transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes.
- Artículo 89. Zona de concesión. En los contratos de concesión de distribución se establecerán los límites de la zona de concesión, la forma como se expandirá la zona, los niveles de calidad que debe asegurar el concesionario y sus obligaciones respecto del servicio. Dentro

de la zona mínima de concesión, el concesionario estará obligado a suministrar energía eléctrica a todo aquel que lo solicite, si el punto de entrega se encuentra a no más de cien metros de distancia de una línea de distribución de cualquier tensión. El contrato de concesión establecerá una zona de influencia de la concesión alrededor de la zona mínima, la cual será otorgada en concesión cuando las condiciones de desarrollo de la zona así lo justifiquen, mediante un procedimiento competitivo que dará primera opción a la empresa concesionaria en la zona mínima.

- Artículo 90. Obligaciones. Las empresas distribuidoras tendrán las siguientes obligaciones:
 1. Dar servicio a quien lo solicite en la zona mínima de concesión, sea que el cliente esté ubicado en esta zona, o bien que se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. Se exceptúa el caso de los grandes clientes que no hayan cumplido con los requisitos de demanda y aviso previo que el Ente Regulador establezca o que esté establecido en el respectivo contrato de concesión.
 2. Extender la cobertura del servicio a las áreas rurales o con población dispersa dentro de su zona de concesión, conforme a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión.
 3. Realizar sus actividades conforme a las disposiciones del respectivo contrato de concesión, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen, y manteniendo las redes de distribución en condiciones adecuadas de conservación e idoneidad técnica.
 4. Proceder a la ampliación de las redes de distribución, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico.
 5. Cumplir con las normas aplicables para las compras de energía en bloque, establecidos por el Ente Regulador, y para la operación integrada establecidas en el Reglamento de Operación.
 6. Publicar los cuadros tarifarios aplicables a los clientes ubicados en su zona de concesión y cobrar las tarifas aprobadas, de conformidad con las disposiciones establecidas en esta Ley, su reglamento y las resoluciones del Ente Regulador.
- Artículo 91. Libre acceso a las redes de distribución. Los distribuidores permitirán el acceso indiscriminado a las redes de su

29 ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Demanda)

30 Central America Data, 2011

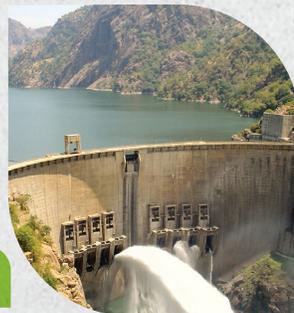
31 ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

propiedad de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

- Artículo 93. Alumbrado público. La empresa de distribución será responsable de la instalación, operación y mantenimiento del alumbrado público en la zona de concesión de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Ente Regulador. El costo de este servicio se cobrará en las tarifas o precios contractuales al cliente final, en proporción a su consumo.

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 Eléctrica Regional (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. 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 2001, la firma española ENDESA; el octavo en febrero 2005, la firma colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA); y el noveno en 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 esta 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 Constitutivo³², suscrito en la República de Costa Rica, el 8 de noviembre de 1985. En la Primera Reunión Conjunta del CEAC, celebrada en El Salvador del 26 al 28 de julio de 1989, se celebró la instalación de dicho 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 corresponden 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. Participar activamente en la creación del mercado eléctrico regional, en el proyecto SIEPAC y en las interconexiones de Centroamérica con México y Colombia.

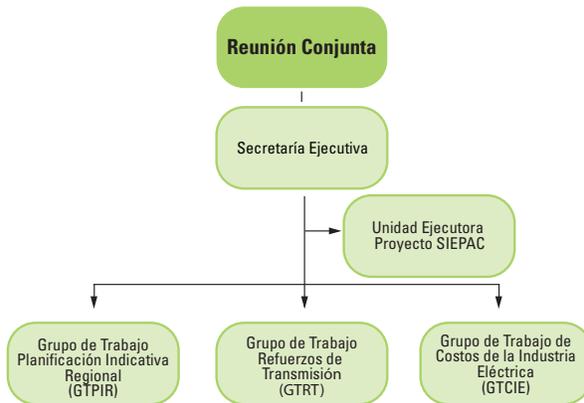
El Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional (GTPIR) funge como un comité técnico del CEAC con el objetivo de elaborar planes de expansión de generación de mínimo costo considerando las reglas vigentes del Mercado Eléctrico Regional, los marcos legales de cada nación y los aspectos ambientales; 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.

32

CEAC, 2011

Figura 3 - Organigrama del CEAC



Fuente: <http://www.ceaconline.org/index?id=organigrama.html>

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. Este ente fue constituido en el año 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.

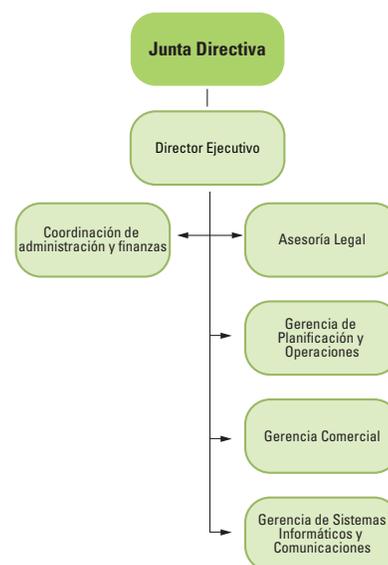
- Obtener los recursos financieros necesarios que aseguren el funcionamiento sostenible de la institución.

- Alcanzar un excelente nivel de satisfacción y prestigio en los operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional por el servicio prestado en la región.
- Desarrollar una gestión institucional y empresarial hacia el entorno (lobby, comunicaciones, relaciones públicas, entre otros).

Funciones

- Proponer a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional.
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado.
- Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado.
- 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: Memoria EOR 2008-2009

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 de 2007 a inicios de 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 de 2009.

6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)³³, 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.

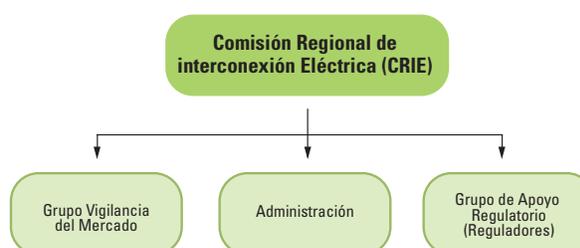
33

<http://www.crie.org.gt/>

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 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:

- a) 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

b) 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)³⁴. 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 de la MEMORIA EOR 2008-2009

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 Marco³⁵ 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 protocolo³⁶, 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 Protocolo³⁷ 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)³⁸, 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.

- 35 CEAC, 2011
- 36 Ídem
- 37 Ídem
- 38 ídem

34 El Periódico, Guatemala, 2010

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 aspectos³⁹:

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

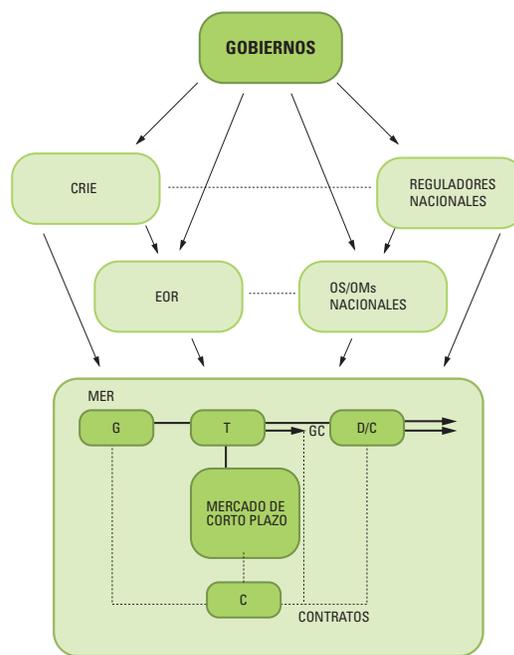
6. Sanciones y Controversias

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

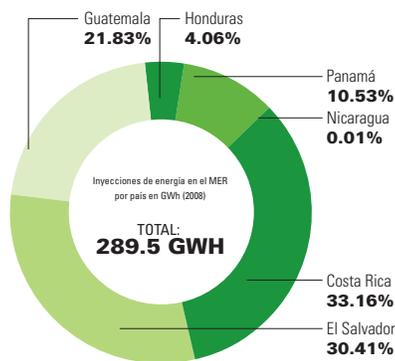
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales

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 del 25% con respecto al 2008.

Ventas de energía en el MER

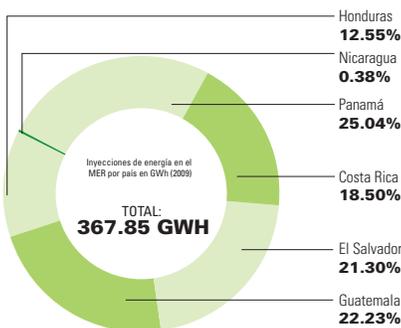
En el 2008, el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER fue Costa Rica (33.16%), seguido por El Salvador (30.41%) y Guatemala (21.83%). En este año Panamá inyectó al MER un 10.53% del total que representa 30.48 GWh. Por otro lado, en el 2009, el país que inyectó más energía al MER fue Panamá (25.04%), seguido por Guatemala (22.23%) y El Salvador (21.31%). Además, como puede observarse en el gráfico 14 y en el 15, Nicaragua fue el país que menos vendió en la región con 0.01% en el 2008 y 0.38% en el 2009.

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



Fuente: Elaboración con base en MEMORIA EOR 2008 – 2009

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



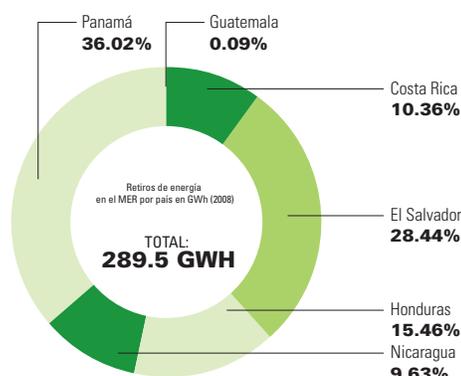
Fuente: Elaboración propia con base en MEMORIA EOR 2008 - 2009

Compras de energía en el MER

En cuanto a 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%). Sin embargo, Guatemala fue el país que realizó menos compras (0.09%) en este año.

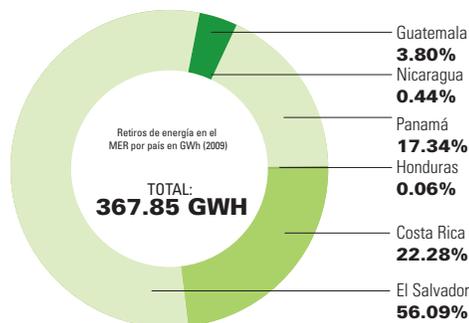
En relación con el 2009, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de energía con un 56.09% del total, seguido por Costa Rica (22.27%) y Panamá (17.34%). Así mismo, Guatemala fue uno de los países que menos compras hizo en el MER (3.80%), en conjunto con Nicaragua (0.44%) y Honduras (0.06%).

Gráfico 16 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2008)



Fuente: Elaboración propia con base en MEMORIA EOR 2008 - 2009

Gráfico 17 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2009)



Fuente: Elaboración propia con base en MEMORIA EOR 2008 - 2009

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

Tabla 11 –Transacciones de Inyección y retiro por país (2008)

	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	3.49	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
Total Regional	272.07	271.89	17.43	17.61	289.5	289.5	134.64	134.65

Fuente: Memoria EOR 2008 - 2009

Tabla 12 –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
Total Regional	317.12	318.12	50.73	49.73	367.85	367.85	142.07	142.07

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. A tales efectos, Panamá realizó la contratación directa de un equipo consultor para asesorar la adaptación y la armonización regulatoria con el MER.

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 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 Panamá 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.

Tabla 13 – Interconexión SIEPAC

Línea de interconexión	Voltaje (kV)	Países
Los Brillantes - Frontera Guatemala / México ²	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: "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el 2º Semestre 2009 y año 2010" (EOR)

Tabla 14 – 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
Toncontín - 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: "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el 2º Semestre 2009 y año 2010" (EOR)

Tabla 15 - Componentes de la RTR respecto a total en base de datos (BDD) del software PSS/E

Panamá RTR 2010			
Elemento de Transmisión	Voltaje (kv)	Total BDD	RTR
Nodos	230	19	14
	115	33	10
TOTAL		52	24
Líneas de Transmisión	230	26	27
	115	43	11
TOTAL		69	38
Transformadores de dos devanados	230/115	0	0
TOTAL		0	0
Transformadores de tres devanados	230/115/34.5	9	0
	230/115/13.8	5	3
TOTAL		14	3

Fuente: "Identificación de la Red de Transmisión Regional para el 2º Semestre 2009 y año 2010" (EOR) Compatibilidad en los sistemas y base de datos

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 utiliza un sistema nodal, es imprescindible contar con medidores adecuados en cada uno de los nodos de la red.

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 que 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.

Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad establecen en su art. 13.2.4.1 que los participantes podrán vender energía mediante contratos energía y/o potencia siempre y cuando no sea requerida por el CND para atender el mercado local, lo

que otorga prioridades distintas según la demanda sea de origen nacional o regional. Esta clase de disposición establece un orden de prevalencia en cuanto a la atención prioritaria del mercado local sobre el regional. En este caso se visualiza una situación de restricción del MER. En el pasado se han visto casos críticos, en donde el Órgano Regulador (ASEP) ha solicitado la interrupción de la exportación para atender el mercado interno. Un ejemplo se dio en marzo del 2007 cuando se interrumpió la energía que Panamá estaba enviando a Costa Rica. Se señala ese motivo como una de las razones por las cuales se dieron los racionamientos en Costa Rica durante el 2007.

Por otro lado, el MER requiere que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización no estén concentradas en un mismo actor, requisito que se cumple en Panamá.

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

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

En el caso de Panamá, la operación del despacho económico la ejerce el Centro Nacional de Despacho, que 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 la Tabla 16, 17 y 18.

Tabla 16 - 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 (σ : desv. std. de la frecuencia promedio en periodo de 10 min. El valor de σ será de 0.03 Hz.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 17 - 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 18 – Requisitos de desempeño del MER

DESEMPEÑO	Regulación primaria	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 ± 0.03 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 periodos de demanda máxima, media y mínima.
	Regulación secundaria	$ACE_{10MIN} < 1.65 * (E10) * \sqrt{((10\beta_i) * (10\beta_e))}$ 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 (El EOR determinará la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de las áreas de control) β_i : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control. β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

6.5 Integración del MER

6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER⁴⁰

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

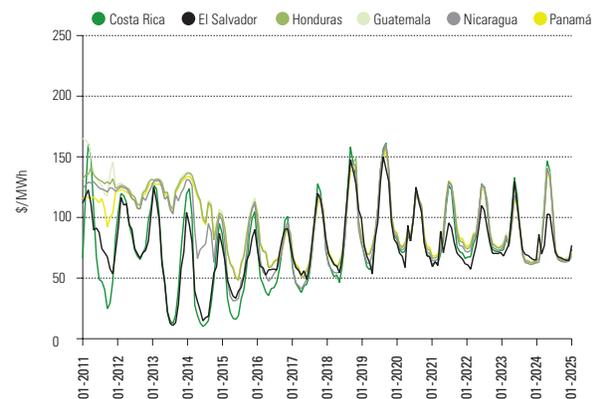
El nivel de la tarifa es el monto promedio que se pagaría a un generador por un KWh, en el caso hipotético de que su central tenga un factor de planta del 100%. Para la determinación del nivel de la tarifa se propone que la fijación se realice usando el criterio de costo marginal⁴¹, es decir, el costo 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 18 - Costo marginal de la demanda (2011 - 2025)



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.

40 Bitu, Roberto y Born, Paulo, TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA: ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLOGICOS, OLADE Quito, Ecuador.

41 Economía de Samuelson y Nordhaus, 1986

d. En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.

e. La rentabilidad se mide en términos económicos, es decir, que se usa el criterio del costo social del dinero.

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

a. Dada su alta variabilidad con el tiempo, se debe promediar este valor para el periodo de vida del contrato de compra venta de energía.

b. 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:

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

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, *VP_N* significa valor presente neto, ΔI es la variación interanual del costo de servir la demanda, ΔMWh es la variación interanual de la demanda de energía y la tasa de descuento usada es el costo social de dinero.

Limitaciones del CMLP:

- a. Su determinación se hace en términos constantes.
- b. En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.
- c. 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 las 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.

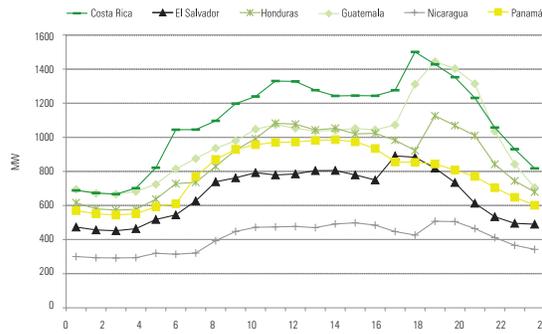
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa

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 19 - Curva de carga típica de lunes a viernes (2007)



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 20 - Curva de carga adimensional (lunes a viernes, año 2007)



Consejo de Electrificación de América Central, 2010

Gráfico 21 - Curva de carga total (lunes a viernes, año 2007)



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 fallas⁴².

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 Systems⁴³”. Dicha normativa 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

42 (U.S. Department of Energy, 2007)

43 http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html

generación distribuida en isla a la red.

- 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 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 (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)⁴⁴. 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.

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.

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

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

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”)⁴⁵ y en Europa, especialmente para proyectos de cogeneración

⁴⁵ 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>

(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 ESCO garantiza 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.

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 19 - 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: <http://www.energy.eu/#Feedin>**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 20 - 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%	50
	MW	735.2	74.1%	257	25.9%	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%	4
	MW	110.9	100.0%	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%	46
	MW	253.55	22.3%	405	35.6%	443.75	39.0%	34.3	3.0%	478.05	42.1%	1136.6
Total Instalado	Cant.	57	57.0%	25	25.0%	16	16.0%	2	2.0%	18	18.0%	100
	MW	1099.65	49.1%	662	29.6%	443.75	19.8%	34.3	1.5%	478.05	21.3%	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”⁴⁶). 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, Alemania y Holanda buscan solucionarla difundiendo reglas transparentes en este aspecto. Por ejemplo,

46

Commission of the European Communities, 2005

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*")⁴⁷.

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.

47

WCD, 2000

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)⁴⁸, 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 Predespacho⁴⁹” 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 operadores privados a favor de proyectos de integración energética.

- Para evitar la conformación de situaciones de dominio del mercado que puedan atentar contra

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

49 RMER: <http://www.crie.org.gt/files/rmer.pdf>.

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.

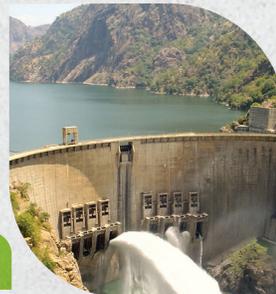
- Propiciar que los beneficios derivados del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

- En conclusión, el principal desafío será la implementación del RMER, debido a que no existe un modelo similar en el mundo⁵⁰.

50 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 21 - Análisis comparativo de los marcos regulatorios de los países de Centroamérica y Panamá

ÍTEM	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
Regulación	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.	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 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).
	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.	Ley No.7593. Creación de la ARESEP como regulador. 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.	Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005). Presenta los incentivos establecidos. Resolución No.017-INE-1999. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.	Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía. Acuerdo N° 934-97, 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 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.	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).

Operador del Sistema	Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	Centro Nacional de Despacho (CND) de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Unidad de Transacciones (UT)	Administrador de Mercado Mayorista (AMM)
Operador del Sistema	Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	Centro Nacional de Despacho (CND) de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Unidad de Transacciones (UT)	Administrador de Mercado Mayorista (AMM)
Mercado de Contratos	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.	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.
Mercado de Oportunidad	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.	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.

Tarifas	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.
Peajes	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.
Criterios de Despacho	Atiende 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.
Programación de la Operación	Estacional, semanal y diario	Diario	Estacional, semanal y diario	Sin información disponible	Diario	Estacional, semanal y diario

<p>Productos y Servicios Intercambiados en cada Mercado</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 presente 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 tensión, y arranque en negro</p>
--	---	---	--	--	---	--

Tabla 22 - Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA ⁵¹	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 ⁵²	X	X	X	X
Exención del IVA	X		X	X		X
Exención del IR	X	X ⁵³	X	X		
Exención impuestos CERS – M.D.L.		X		X		X ⁵⁴
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			

51 Exoneración por 10 años.

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

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

54 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 23 - Esquemas de contratación y cálculo del costo marginal de corto plazo

País	Esquemas de Contratación	Costo marginal de corto plazo
Panamá	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.
Costa Rica	Licitaciones BOT o venta al ICE a tarifas fijadas por la ARESEP	No aplica
Nicaragua	Negociación directa con las distribuidoras	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores
Honduras	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.
El Salvador	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.
Guatemala	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 24 - Pagos por potencia y energía

País	Pago por potencia	Pago por energía
Panamá	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.
Costa Rica	ICE reconoce un monto fijo en concepto de pago por disponibilidad (pago proporcional al porcentaje de potencia efectivo sobre potencia ofrecida)	No aplica
Nicaragua	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
Honduras	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.
El Salvador	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.
Guatemala	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.

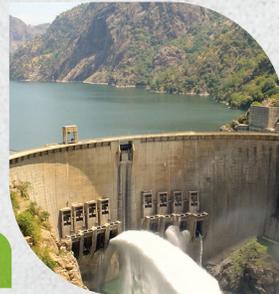
Tabla 25 - Cargos por transmisión y distribución

País	Cargos por transmisión	Cargos por distribución
Panamá	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.	
Costa Rica	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
Nicaragua	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.
Honduras	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
El Salvador	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.
Guatemala	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 trabajo presenta una descripción del mercado de energía eléctrica de la República de Panamá con 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 y su impacto sobre la constitución de la matriz energética nacional, 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 eje temático considerado.

Las principales conclusiones obtenidas a lo largo de este trabajo, en referencia a los proyectos de energías renovables, abarcan los puntos incluidos en la Tabla 26. 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 en el resto de los países centroamericanos, con el objeto de aportar a diversos actores en la región, elementos de comparación generales relativos al clima de desarrollo de proyectos renovables.

Tabla 26 – Principales conclusiones sobre los proyectos de EERR en la República de Panamá

¿Cómo evolucionó su participación en la última década?	<p>La capacidad de Panamá prácticamente se duplicó en la década 1995-2005, en consonancia con lo observado en varios países de la región. Aunque su participación de renovables disminuyó 10 puntos (en términos de capacidad), dichas fuentes continúan siendo las más importantes de la matriz panameña. La presencia del Estado en la generación es la más reducida de la región, superando apenas el 10%.</p> <p>El consumo per cápita es uno de los más altos de la región, sin que esta tendencia parezca disminuir en años recientes; su nivel de cobertura es del 90% y sus pérdidas son menores al 15% (menores en al menos cinco puntos a los valores observados en 1990, 1995 y 2000).</p>
¿Cómo participan actualmente en el mercado?	<ul style="list-style-type: none"> - A través de contratos (máximo: 10 años) mediante licitaciones abiertas, con cargos por potencia y/o energía. - A través de mercados de ocasión basados en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.
¿Qué tarifas reciben?	<ul style="list-style-type: none"> - Los precios en los contratos suelen utilizar una combinación de pagos por energía y potencia - El promedio del mercado spot para 2010 fue de 175 USD/MWh.
¿Tienen incentivos adicionales?	Exención de derechos arancelarios para las importaciones; exoneraciones temporarias del impuesto al valor agregado y exoneración de cargos por transmisión y distribución (primeros 10 MW).
¿Qué peajes pagan?	Exentos proyectos de EERR hasta 10 MW.
¿Qué perspectivas se abren con el MER?	Ninguna perspectiva adicional para proyectos pequeños, ya que en general las centrales ya pueden participar libremente de intercambios internacionales.

La normativa de Panamá es una de las más precisas de la región, junto con la de Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Al igual que en estos países, existen tomos específicos para la normativa de operación, los aspectos técnicos y la transmisión.

Tal como se afirma en ARECA, 2009:

“Está existiendo un “boom” de desarrollo de energías renovables en el país, tanto para renovables de pequeña escala (0 - 10 MW) así como para otras escalas de proyectos; centrándose el desarrollo en hidroelectricidad así como en viento. Aun cuando históricamente las renovables de pequeña escala no han contribuido significativamente a la generación eléctrica, actualmente hay un buen número de proyectos de pequeña escala en gestión. El “know-how”, especialmente en temas relativos a estructuración de la comercialización y de organización de arreglos de “ownership” está relativamente concentrado pero se está dando un aprendizaje rápido por parte de los actores, notándose algunos ejemplos incipientes de “colusión” en este segmento de desarrollo.”

Con un mercado desarrollado y eficiente, este parece ser un claro indicador de que la República de Panamá se encuentra en un estadio de desarrollo más avanzado que la mayoría de los países centroamericanos.

En este contexto -donde los aprovechamientos de recursos comienzan a generar tensiones entre los distintos intereses alrededor de los recursos- cobra crucial importancia el garantizar el respeto de las normas ambientales observadas a nivel mundial. En particular, los lineamientos de la World Commission on Dams podrían ser de interés para las autoridades y desarrolladores panameños. Esto permitirá que el aprovechamiento de los recursos se realice de manera sustentable, equitativa y con la menor cantidad de fricciones posibles.

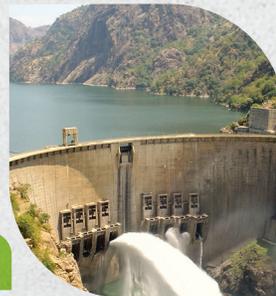
Existe un amplio abanico de mecanismos de contratación y fomento -desde los esquemas de generación distribuida hasta el desarrollo un sistema de certificados verdes- que podrían ser considerados en Panamá y en la región. Una breve síntesis con las principales recomendaciones realizadas a lo largo del trabajo se presentan en la Tabla 27; 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 Panamá y recomendaciones en relación con el impacto del MER sobre proyectos de energías renovables (en particular, proyectos de hasta 10 MW).

Tabla 27 - Principales recomendaciones para la República de Panamá

Incentivos	En general existen buenos incentivos en Panamá, aunque a diferencia de la mayoría de los demás países no tiene exoneración temporaria del pago al Impuesto sobre la Renta.
Mecanismos de contratación y estímulo utilizados en el mundo	<ul style="list-style-type: none"> - Implementar esquemas de Generación Distribuida - Implementación de ESCOs - Desarrollo de Feed-In Tariffs - Implementación de Certificados Verdes - Ventanillas únicas para licencias y permisos - Adhesión a principios internacionales prestigiosos en materia ambiental, como los lineamientos de la WCD sobre aprovechamientos hidroeléctricos.
El MER	Considerar posibles impactos que puedan desincentivar proyectos pequeños (mayores regulaciones destinadas a proyectos "grandes" aplicadas sobre proyectos pequeños)

SECCIÓN 9

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



9. Referencias Bibliográficas

UNIÓN FENOSA-EDEMET EDECHI. (s.f.). Obtenido de <http://www.mef.gob.pa/Portal/DICRE/Documentos-DICRE/Inversiones/Resumenes%20Generales/Resumen-Union%20Fenosa.pdf>

ANAM. (2011). Obtenido de <http://www.anam.gob.pa/>

ARECA, P. (2009). Análisis del Mercado Panameño de Energía Renovable. Obtenido de <http://www.proyectoareca.org/uploaded/content/article/1573534475.pdf>

Asamblea Nacional. (13 de Octubre de 2010). Secretaría General. Obtenido de Trámite Legislativo 2010: http://www.asamblea.gob.pa/actualidad/anteproyectos/2010_2111/2010_A_088.pdf

ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (2011). Obtenido de <http://www.asep.gob.pa/>

ASEP - Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (s.f.). Demanda Semestre 2010. Obtenido de http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/Estadisticas/DEMANDA_10I.pdf

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

Central America Data. (17 de Febrero de 2011). Panamá: \$5,6 millones para compra de empresa eléctrica. Obtenido de http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Panama_56_millones_para_compra_de_empresa_electrica

CEPAL. (2009). Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe. Obtenido de 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>

CEPAL y SIECA. (30 de Noviembre de 2007). Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020. Obtenido de <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/7/31977/L828.pdf>

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

Consejo Monetario Centroamericano. (s.f.). Informe Trimestral de Riesgo País (Septiembre de 2010). Obtenido de Datos del Institutional Investor: http://new.paho.org/hq/dmdocuments/2009/BI_ENG_2009.pdf

Constitución Política de la República de Panamá. (1972). Órgano Judicial. Obtenido de <http://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Panama/constitucion2004.pdf>

Economía de Samuelson y Nordhaus, d. e. (1986). En N. y. Samuelson, El costo marginal indica el costo adicional de producir otra unidad (pág. 559). McGraw Hill.

El Periódico, Guatemala. (26 de Noviembre de 2010). Avanza la interconexión eléctrica centroamericana. pág. <http://www.elperiodico.com.gt/es/20101126/economia/183972>.

ETESA. (s.f.). Ley No. 6. Obtenido de <http://www.etsa.com.pa/documentos/leyno6.pdf>

Freedom House. (2007). Freedom House. Obtenido de Indice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: www.freedomhouse.org

Informe sobre Desarrollo Humano 2010. (s.f.). Índice de Desarrollo Humano. Obtenido de <http://hdr.undp.org/es/informes/mundial/idh2010/capitulos/es/>

Ministerio de Energía y Minas de Brasil. (s.f.). Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Operador del Mercado Centroamericano. (s.f.). Obtenido de <http://www.omca.net>

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

The Global Competitiveness Report 2010-2011. (s.f.). Foro Económico Mundial. Obtenido de http://www3.weforum.org/docs/WEF_GlobalCompetitivenessReport_2010-11.pdf

Banco Centroamericano de Integración Económica

Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo

Departamento de Programas y Fondos Externos

www.bcie.org



BCIE

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

HONDURAS: Edificio Sede del BCIE, Boulevard
Suyapa, Tegucigalpa. PBX: (504) 22402243

GUATEMALA: 16 Calle 7-44, Zona 9, Guatemala. PBX:
(502) 24105300

EL SALVADOR: Calle La Reforma #130, Col. San Benito,
San Salvador. PBX: (503) 22676100

NICARAGUA: Edificio Plaza España, Apartado 2099,
Managua. PBX: (505) 22664120

COSTA RICA: 75 metros al este de la Fuente de la
Hispanidad, San Pedro de Montes de Oca, San José.
PBX: (506) 22076500



www.proyectoareca.org