

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



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

## NICARAGUA



# 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



## NICARAGUA

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

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

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

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

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

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





# Tabla de contenidos

---

<b>Tabla de contenidos</b>	<b>5</b>
<b>Listado de Siglas</b>	<b>7</b>
<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>9</b>
<b>2. Introducción</b>	<b>12</b>
2.1 Antecedentes del estudio	13
2.2 Objetivos	14
2.3 Aspectos generales del país bajo análisis	15
2.3.1 Aspectos geográficos relevantes, hidrográficos y clima	15
2.3.2 Potencial de Recursos Renovables	16
2.3.3 Población	16
2.3.4 Indicadores Sociales	17
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 Nicaragua	20
<b>3. Marco Regulatorio</b>	<b>22</b>
3.1 Descripción del Marco Regulatorio	23
3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable	25
3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético	26
<b>4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables</b>	<b>29</b>
4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio	30
4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos	30
4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución	31
4.4 Metodologías de cálculos tarifarios, aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables.	31
4.5 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.	32

<b>5. Generación, Transmisión y Distribución</b>	<b>33</b>
5.1 Generación	34
5.2 Transmisión	36
5.3 Distribución	37
<b>6. Mercado Eléctrico Regional</b>	<b>39</b>
6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)	39
6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	40
6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)	41
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	42
6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)	42
6.2 Reglamento del MER	43
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales	45
6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER	46
6.5 Integración del MER	50
6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER	50
6.5.1.i Nivel de la Tarifa	50
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa	52
6.5.2 Modelos alternativos de contratación. Actividades y procedimientos que fomentan el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa	53
6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa	53
6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento	56
6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados	56
6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams	60
6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales	61
6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales	61
6.5.4 Perspectivas y desafíos	62
<b>7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá</b>	<b>64</b>
<b>8. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>74</b>
<b>9. Referencias Bibliográficas</b>	<b>77</b>

# Listado de Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ARECA	Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BOT	Construir, Operar y Transferir = Built, Operate and Transfer
CAG	Control Automático de Generación
CCI	Capacidad de Creación de Infraestructura
CEAC	Consejo de Electrificación para América Central
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
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
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
ESCO	Compañía de Servicio de Energía = Energy Service Company
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FIT	Feed-In Tariff
GD	Generación Distribuida
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional
GWh	Gigavatios hora
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos = Institute of Electrical and Electronics Engineers
IR	Impuesto sobre la renta

IVA	Impuesto del Valor Agregado
kV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio-hora
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Ministerio de Energía y Minas
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
PNDU	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
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
UT	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
WCD	Comisión Mundial de Represas = World Commission on Dams



# 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 Nicaragua, con el fin de que sirva de referencia para que los emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable puedan conocer el marco regulatorio, sus incentivos y el sistema tarifario existente.

Nicaragua cuenta con una extensión de 130,700 km<sup>2</sup> y con una población de 5.82 millones de habitantes. Su economía (PIB per cápita en el 2010 fue de US \$ 1,093.2) se encuentra por debajo de la media centroamericana (incluye a los seis países que participan en el presente estudio: Costa Rica, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua y Panamá) en términos del PIB per cápita el cual se ubicó en 2,908 USD. La economía nicaragüense refleja un índice de apertura en crecimiento (pasó de 0.40 en el 2000 a 0.57 en el 2006).

En la actualidad el ambiente para inversiones en el sector eléctrico en Nicaragua presenta oportunidades de mejora que se pueden asociar con algunos de los indicadores principales que se mencionan como desarrollo humano, derechos políticos, libertades civiles y calificación de crédito país.

En 1998 fue promulgada la Ley de la Industria Eléctrica, la cual permitió la participación privada en la industria eléctrica nicaragüense, tanto en generación como en distribución. Anterior a esto, la participación privada era nula y en el 2009 representó 83.3% de la generación. Los actores que se dedican a la generación realizan sus operaciones en un contexto de libre competencia que se da dentro de un esquema de Mercado Mayorista, el cual consta de un Mercado de Contratos y un Mercado de Ocasión. Como actores regulados por el Estado, en la transmisión de electricidad participa la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y en la distribución sus dos subsidiarias DISSUR y DISNORTE de Gas Natural (antes Unión Fenosa), las cuales están reguladas por el Estado.

La matriz energética de Nicaragua está compuesta en un 36.6% (2009) de energías renovables, por lo que el país tiene una alta dependencia de combustibles fósiles. La fuente renovable que ha presentado un significativo crecimiento es la cogeneración de ingenios azucareros al pasar de 10 MW (1995) a 121.8 MW en el 2009. Hoy en día el país cuenta con 20 centrales eléctricas, con una capacidad total de 969.1 MW; de ellas, siete son de empresas públicas y 13 de propiedad privada. Por otra parte, se logró incrementar el índice de cobertura eléctrica en el país de un 45% en 1995 a un 66.7% en el 2009<sup>1</sup>.

Las reformas imprimieron un cambio en la dinámica del sector. Mientras que prácticamente no hubo aumentos de capacidad en los años comprendidos entre 1990-1995, esta tuvo un salto importante en el período 1995-2000, casi en su totalidad proveniente de fuentes privadas (térmicas) que se instalaron entre 1999 y el 2000. En el período 2000-2005, nuevamente los aumentos de capacidad estuvieron liderados por el sector privado, tendencia que comenzó a revertirse recién en los últimos años (2005-2009), donde los mayores aportes provinieron de esfuerzos estatales. Por otro lado, la capacidad instalada de fuentes fósiles creció a un promedio de 7.2% anual contra un 3.2% para las energías renovables en el período 2005-2009 la cual es menor al 40% en el 2009.

En Nicaragua se creó la Ley 532: “Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables” (abril de 2005)<sup>2</sup>, la cual consolida los incentivos fiscales y los derechos prioritarios en la contratación de energía, establecidos para fomentar las inversiones en generación eléctrica con fuentes renovables. A pesar de esta ley, en la actualidad los proyectos beneficiados son pocos.

En Nicaragua existe un mercado a plazo y un mercado spot o mercado de ocasión. Aunque las tarifas pactadas en los contratos son de naturaleza privada, la mayoría se encuentra asentada en el sitio web del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Además, existe abundante información sobre el mercado de ocasión,

1 CEPAL, 2010

2 MEM, 2010

que en el caso de Nicaragua representa un 34% del total ofertado y que por ende puede ser utilizado como un indicador de las señales de precio enviadas a los generadores. Por otro lado, la Ley de Industria Eléctrica dispone que en el mercado eléctrico nicaragüense exista un Régimen de Precio Libre. Sin embargo, en la realidad la tarifa es autorizada por el Ministerio de Energía y Minas.

Por otro lado Nicaragua es parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que fue suscrito en 1996 y provee el marco jurídico regional. Rige la participación de los agentes en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y las transacciones comerciales de los intercambios de energía. Este tratado considera el interés de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica mediante el desarrollo de un mercado regional competitivo a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos 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 y el 2009, el país con menor volumen de ventas al MER fue Nicaragua. Sus porcentajes de ventas reflejan el 0.01% y 0.37% del total. En cuanto a las compras de energía en el MER, en el 2008 Nicaragua fue el segundo país que tuvo menos retiros de energía con solamente un 9.63%, en contraste con Panamá que fue el que realizó mayores compras con un 36.02% del total. 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%). Por otro lado, Nicaragua fue uno de los países que menos compras hizo en el MER (0.44%), en conjunto con Honduras (0.06%).

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 y parámetros de seguridad, calidad y desempeño. Adicionalmente, se debe cuidar que en la normativa regional no se introduzcan barreras a proyectos pequeños (menores de 10 MW) que solo participan en mercados nacionales.

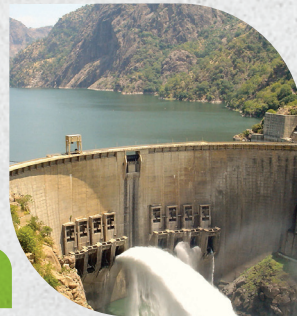
Por otro lado, se evaluaron otras propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa.

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

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

# SECCIÓN 2

# INTRODUCCIÓN



## 2. Introducción

### 2.1 Antecedentes del estudio

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

Dentro 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 Nicaragua pretende servir de referencia para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable; a su vez, dada la diversidad de normativas existentes en la temática de energía renovable, se considera en el análisis los diferentes mercados desarrollados

a nivel mundial en la temática y las diferencias que pudieran existir en el desarrollo de estos sistemas en la República de Nicaragua. Finalmente y tomando en cuenta que el Mercado Eléctrico Regional (MER) comenzará a operar en su etapa definitiva en el segundo semestre del 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 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. Realiza una reseña del sistema de gobierno, de la geografía, del clima y de los recursos naturales del país; que permiten posicionar elementos de atractivo y condiciones locales 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 Nicaragua para la promoción de proyectos de energía renovable.

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

### Análisis del marco tarifario aplicable a energías renovables

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

### Generación, transmisión y distribución:

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

### El Mercado Eléctrico Regional (MER):

Esta sección presenta el reglamento del MER, su constitución y alcance. Adicionalmente, se realiza

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

### Análisis comparativo

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

Las conclusiones y recomendaciones se muestran en la sección ocho del presente estudio.

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

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 Nicaragua, 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 Nicaragua.

Tabla 1- Información General sobre Nicaragua

#### PRINCIPALES INDICADORES

Capital.....	Managua
Superficie total.....	130,700 km <sup>2</sup>
Población total.....	5.82 millones (2010)
División territorial.....	15 departamentos, 2 regiones autónomas, 153 mun.
Línea costera.....	920 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda.....	Córdoba (1 US\$ = 21.39 al 2010 prom. anual compra)
PIB per cápita.....	US\$ 1,093.2 (2010)
Calificación de riesgo país.....	23.9 (Septiembre del 2010 - Institutional Investors)
Analfabetismo.....	30.3 %

#### ÍNDICES:

Desarrollo Humano.....	0.565 (posición 115 entre 169 países)
Competitividad.....	3.57 (posición 112 entre 139 países)
Derechos Políticos.....	3 (1= libre, 7= no libre)
Libertades Civiles.....	3 (1= libre, 7= no libre)



Fuente: ver pie de página<sup>3</sup>

### 2.3.1 Aspectos geográficos relevantes, hidrográficos y clima

La región occidental de Nicaragua está conformada por valles, separados por montañas y volcanes. Esta región incluye la Cordillera Entre Ríos, cerca de la frontera con Honduras, y las Cordilleras Isabelia y Dariense en la región norcentral. En el Sudeste se encuentran las montañas Huapí, Amerrique y Yolaina. El Mogotón, en la Cordillera Entre Ríos, es el pico más alto, con 2,103 msnm. A lo largo de la costa del Pacífico se encuentra una cadena de 40 volcanes, algunos de ellos activos. Estos volcanes se encuentran rodeados de planicies que se extienden desde el Golfo de Fonseca, en el Norte, hasta la Bahía de Salinas, en el Sur, y están separadas por los lagos de Nicaragua y Managua.

<sup>3</sup> SIECA, 2011

Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010

Analfabetismo: CEPAL, 2010

Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010

Competitividad: World Economic Forum, 2010

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

A lo largo de la costa del Caribe se encuentran grandes planicies, con un ancho promedio de 100 kilómetros. La línea costera del Caribe está dividida por desembocaduras de ríos, deltas, y manglares. Frente a sus costas se encuentran bancos de coral, islas y cayos.

Los centros de población más importantes son Managua (la capital), León y Granada.

Las regiones ubicadas en las costas tienen un clima tropical, cuya temperatura promedio es de alrededor de 27°C. El clima en el Caribe es ligeramente más fresco y mucho más húmedo en el Occidente. La estación lluviosa en la zona del Pacífico se presenta durante los meses de mayo a noviembre. La precipitación es de alrededor de los 2,000 mm anuales.

En la zona del Caribe, la temperatura promedio es muy similar a la región del Pacífico y la estación seca es más corta durante los meses de marzo a mayo. No obstante, es mucho mayor la precipitación, con promedios cercanos a los 2,900 mm anuales. En las zonas montañosas la temperatura promedio es cercana a los 18°C. Los vientos prevalecientes proceden del Noreste.

Las cuencas hidrográficas en Nicaragua se agrupan en dos grandes vertientes: la del Mar Caribe, que contiene el 90 por ciento del territorio nacional, y la del Pacífico que ocupa el diez por ciento restante. La vertiente del Mar Caribe puede subdividirse a su vez en una sub vertiente cuyos ríos descargan directamente al mar y otra cuyos ríos desembocan en los lagos de Managua (Xolotlán) y Nicaragua (Cocibolca) para desaguar finalmente a través del río San Juan.

Los ríos del Pacífico en su mayoría son de corto recorrido; en cambio los que desaguan directamente al Mar Caribe tienen un recorrido más largo, extensa cuenca de drenaje y en su mayoría son navegables en su curso inferior. Los lagos de Managua (Xolotlán) y Nicaragua (Cocibolca) que confieren a Nicaragua características singulares en la región Centroamericana, están comprendidos en la cuenca del río San Juan, que después del río Grande de Matagalpa constituye la cuenca hidrográfica más importante del país.

Las principales cuencas en Nicaragua son:

- Río Coco
- Río Ulang
- Río Wawsa
- Río Kukalawya

- Río Prinzapolka
- Río Grande de Matagalpa
- Río Kurinwas
- Entre Ríos Kurinwas y Río Escondido.
- Río Escondido
- Entre Río Escondido y Río Punta Gorda
- Río Punta Gorda
- Entre Río Punta Gorda y Río San Juan
- Río San Juan

## 2.3.2 Potencial de Recursos Renovables

Nicaragua presenta el potencial de generación geotérmica más alto de la región así como uno eólico equiparable con el de Costa Rica. No obstante, posee el menor potencial hidroeléctrico de la región.

El potencial de aprovechamiento de los recursos naturales energéticos renovables del país se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 2- Potencial Estimado de Recursos Renovables de Generación (MW)**

TIPO DE RECURSO	Potencial identificado	Capacidad Instalada	% instalado del identificado
Hidroeléctrica	1,760	105	6%
Geotérmica	1,200	88	7.3%
Eólico	600 <sup>4</sup>	40	6.6%

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2007 y (capacidad instalada) CEPAL, 2009<sup>4</sup>

## 2.3.3 Población

La población total de Nicaragua de acuerdo con datos de SIECA, 2011 asciende a 5.82 millones (2010). Según datos de CEPAL, 2009, el 58.3% de la población es urbana. La población ha crecido entre el 2005 y el 2010 a un ritmo promedio de 1.3%<sup>5</sup>.

4 ARECA, 2009

5 CEPAL, 2009



### 2.3.4 Indicadores Sociales

De acuerdo con el documento publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo en el 2010, en referencia al índice de calidad de vida en términos de educación (el país reporta una tasa de alfabetización cercana al 78%<sup>6</sup>), expectativa de vida (de 76.7 años en el caso de las mujeres y 70.5 años los hombres)<sup>7</sup>, la tasa de mortalidad infantil reportada (2008) es de 27 por cada 1000 niños nacidos vivos<sup>8</sup> y el ingreso por habitante, Nicaragua se encuentra entre los países de desarrollo humano medio. Ocupa la posición número 115 entre 169 países con una calificación de 0.565<sup>9</sup>. En la publicación del 2008, Nicaragua ocupaba la posición 110 de 177 países, lo que representó una ligera caída con respecto a ese año.

De acuerdo con el Anuario del CEPAL 2009, se registraron datos del 2005 en los que un 61.9% de la población vive en condiciones de pobreza, y de este porcentaje, un 31.9% está en condiciones de indigencia.

### 2.3.5 Sistema de Gobierno<sup>10</sup>

El presidente actual de Nicaragua es Daniel Ortega Saavedra (enero 2007 - enero 2012), del partido político Frente Sandinista de Liberación Nacional (FSLN). Los períodos presidenciales duran cinco años y las próximas elecciones serán en noviembre del 2011.

El Gobierno lo ejercen cuatro poderes: El Legislativo, El Ejecutivo, El Judicial y El Electoral.

El Poder Legislativo lo ejerce la Asamblea Nacional. Está constituida por noventa diputados elegidos para un período de seis años. Adicionalmente, son parte de la Asamblea Nacional los Representantes propietarios y suplentes respectivamente, los candidatos a Presidente y Vicepresidente de la República que, habiendo participado en la elección correspondiente, no hayan sido elegidos. En este momento la Asamblea Nacional cuenta con 92 representantes de cinco partidos. Los de más peso son el Frente Sandinista de Liberación Nacional (con 38 representantes), el Partido

Liberal Constitucionalista (con 25 representantes) y la Alianza Liberal Nicaragüense (con 22 representantes).

El Poder ejecutivo lo ejerce el Presidente de la República, quien es Jefe de Estado, Jefe de Gobierno y Jefe Supremo del Ejército de la Nación. También existe un Vicepresidente. El Presidente y el Vicepresidente de la República ejercerán sus funciones durante un período de cinco años. El Presidente de la República determina el número, organización y competencia de los ministerios de Estado.

La Corte Suprema de Justicia se integrará con siete Magistrados como mínimo y máximo dieciséis junto a un conjuer respectivamente, elegidos por la Asamblea Nacional de ternas propuestas por el Presidente de la República. El período de los Magistrados será de cinco años.

El poder electoral está integrado por el Consejo Supremo Electoral y demás organismos electorales subordinados. El Consejo Supremo Electoral estará integrado por siete magistrados propietarios y tres suplentes elegidos por la Asamblea Nacional durante cinco años. Los miembros del Consejo Supremo Electoral elegirán un Presidente y Vicepresidente por períodos de un año. Se permite la reelección.

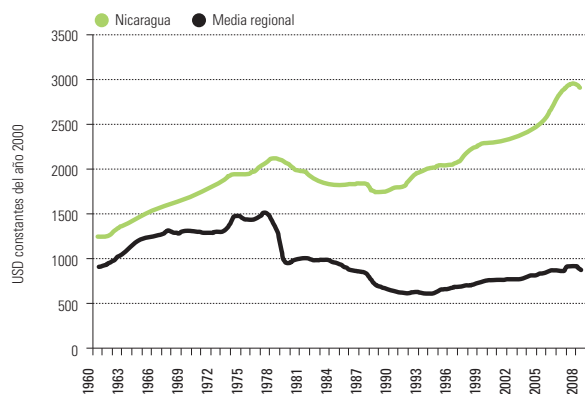
El territorio nacional se dividirá para su administración en Regiones, Departamentos y Municipios. El Municipio es la unidad base de la división política administrativa del país. El período de las autoridades municipales será de cinco años.

### 2.3.6 Aspectos Económicos

El Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó en el 2010 (cifras preliminares) un total de US\$6,364.9 millones (precios corrientes) de acuerdo con datos de SIECA, 2011. Su ritmo de crecimiento ha venido descendiendo. Mientras que en el 2004 su economía creció un 5.3%, el ritmo de crecimiento ha venido decreciendo desde entonces (4.3% en 2005, 3.9% en 2006, 3.8% en 2007, 3.0% en 2008 y -1.5% en 2009).

- 6 Banco Mundial, 2010  
 7 WHO, 2009 (Basic indicators)  
 8 Informe sobre Desarrollo Humano 2010.  
 9 Constitución política de Nicaragua y sus Reformas. Agosto 2003.  
 10 Ídem

Gráfico 1 - PBI per cápita (dólares constantes del año 2000)



Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial, 2010

A nivel de regional, el país se caracteriza por tener que enfocarse mayormente en el sector agrícola con un 16.6% de la producción total. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 23.3%. El sector terciario (de servicios) representa una proporción importante con un 51.9% de la producción<sup>11</sup>. Durante el período 2005-2009 destacaron en términos de crecimiento los sectores de transporte, comunicación y de intermediación financiera.

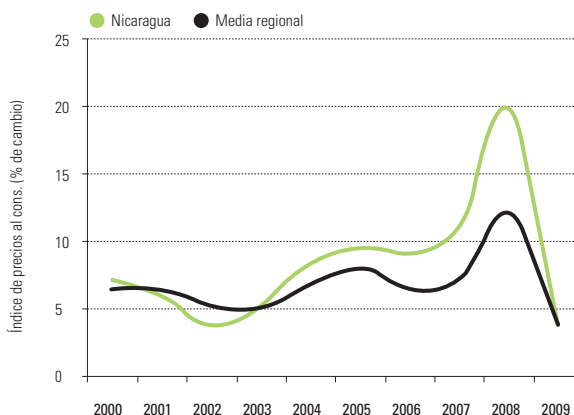
La economía nicaragüense refleja un índice de apertura bajo, aunque los datos demuestran una tendencia creciente. El índice calculado por el Banco Mundial para este país pasó de 0.40 en el 2000 a 0.57 en el 2006. Este índice resulta de la relación entre la suma de exportaciones más sus importaciones y el PIB. Sus exportaciones totales alcanzaron en el 2009 un total de US\$2,856.9 millones, muy inferiores a las importaciones que en el mismo año alcanzaron un total de US\$4 481.9 millones, lo que deja al descubierto el crónico déficit comercial que ha caracterizado a la economía del país.

La inversión extranjera directa (IED) es baja, con un registro para el 2009 de US\$434.2 millones<sup>12</sup>. Las remesas familiares son también proporcionalmente bajas, habiendo alcanzado en ese mismo año US\$768.4 millones<sup>13</sup>.

Como se puede apreciar en el Gráfico 2, la inflación en Nicaragua (medida como el cambio porcentual en el índice de precios al consumidor) se ubicó muy por encima de los dos dígitos durante 2007 al 2008 y también

por arriba de la media regional. Cabe destacar, que en el 2009 la brecha entre ambas se redujo sustancialmente.

Gráfico 2 - Inflación reciente



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

En términos de competitividad, medida de acuerdo con el índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país se encuentra rezagado. Ocupa la posición 112, con una calificación de 3.57 para el período 2010-2011. Su posición dentro del escalafón ha mejorado, ya que en el período 2008-2009 ocupaba la posición 120 (World Economic Forum, 2010).

El tipo de cambio oficial del córdoba con respecto al dólar se ha venido devaluando a un ritmo del 5% de acuerdo con la política de deslizamiento anual. En el último mes del 2010 alcanzó una relación de 21.8825 córdobas por dólar, manteniéndose dentro del ritmo de devaluación observado en los años anteriores (Banco Central de Nicaragua, 2010).

### 2.3.7 Infraestructura de Servicio

En esta sub-sección se hará referencia a la infraestructura en términos de puertos, aeropuertos, carreteras y telecomunicaciones.

11 Banco Central de Nicaragua, 2010

12 Ídem

13 Ídem

Tabla 3- Indicadores de Infraestructura de Nicaragua

PRINCIPALES PUERTOS	Corinto, Sandino y San Juan del Sur (Pacífico) Puerto Cabezas y El Bluff (Caribe)
AEROPUERTOS INTERNACIONALES	Aeropuerto Internacional Augusto C. Sandino
RED DE CARRETERAS	19,036 km (total 2005)
Pavimentadas .....	2,299 km (12.19%)
Sin Pavimentar .....	17,737 km (87.9%)
Km / mil habitantes .....	3.35
Km /km2 .....	0.15
TELEFONÍA	
Líneas Fijas.....	247 mil (2006)
Líneas Celulares.....	2.12 millones (2007)
USUARIOS DE INTERNET	155 mil (2006)

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

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA, y publicado en la revista América Economía en noviembre del 2008. El ranking general se desglosa en cuatro componentes: energía eléctrica, logística, agua y telecomunicaciones. La calificación en el ranking general se basa en una escala de 0 a 100, y resulta de la combinación de la calificación asignada a cada uno de los 4 componentes. La recolección de los datos se hizo en un periodo de seis meses para los 23 países incluidos en el reportaje.

Para llevar a cabo este ranking, CG/LA recolectó la información y analizó 40 variables separadas, que se dividieron en variables infraestructurales y económicas/administrativas. Las primeras son aquellas que describen la capacidad física y desempeño de un país, tales como caminos pavimentados por cada 1,000 habitantes. Las segundas son aquellas que describen las condiciones generales bajo las cuales los proyectos se conciben y son llevados a cabo. Además se considera en la metodología una tercera dimensión de variables que está compuesta por: visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo; capacidad de planificación técnica del sector público; capacidad estratégica del sector público de llevar a cabo el proyecto; tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país y su contribución a la competitividad; capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen; desempeño de largo plazo de los proyectos; existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés); y la presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones que

ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

En la Tabla 4 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 algunos de los subsectores de la infraestructura más relevantes, así como su respectiva calificación en ese rubro particular.

Tabla 4-Calificación 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

En el caso de Nicaragua se puede observar un fuerte rezago en casi todos los rubros. Sólo en el renglón de telecomunicaciones supera a algunos de los países de la región.

## 2.3.8 Conclusiones

Nicaragua es el país más grande de Centroamérica en términos de superficie, pero el más pequeño en términos del producto interno bruto de US\$6,364.9 millones. Su ingreso por habitante es también el menor de la región (US\$ 1,093.2 en precios corrientes) lo que impacta también en sus índices de pobreza: un 61.9%<sup>14</sup> de sus habitantes viven en dichas condiciones. Si bien el porcentaje de población rural no es tan alto como en otros países de la región, existe población muy dispersa en su amplia geografía. El ritmo de crecimiento en los años anteriores a la crisis financiera mundial (2006-2007) fue moderado, ubicándose por debajo del 4% anual, pero con el advenimiento de esta última, el desempeño económico se vio comprometido mostrando en el 2008 una tasa menor (3%) y en 2009 una caída del 1.5% (CEPAL, 2009).

14

CEPAL, 2009 (dato año 2005)

Es procedente reseñar en este contexto, el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008 (Estado de la Nación, 2008) sobre los modelos de inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, Nicaragua se ajusta a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agro-exportación y la industria de maquila textil, b) elevada migración y flujo de remesas, c) poca capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un nivel exportador bajo o intermedio, con un fuerte peso del mercado centroamericano, y e) magros resultados económicos y sociales.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente negocios en Nicaragua presenta deficiencias, las cuales se pueden asociar con algunos de los indicadores principales mencionados anteriormente: desarrollo humano, derechos políticos y libertades civiles y calificación de crédito país. Estas deficiencias dificultarán inversiones en general, y en específico en el sector eléctrico.

Resulta también relevante indicar que si bien Nicaragua ha logrado algunas mejorías en el grado de cobertura eléctrica (2003 con 50.1% al 2009 con 66.7%)<sup>15</sup> es el país más rezagado de la región en lo que respecta a este rubro, ya que cerca de un 33.3% de su población no tiene acceso al servicio. Por otro lado, el consumo eléctrico por habitante según datos del Banco Mundial, 2010 es de apenas 457 KWh/cápita/año que se encuentra por debajo de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)<sup>16</sup>.

Por lo anterior, Nicaragua tiene una tarea importante por realizar en relación con el desarrollo de su infraestructura eléctrica como catalizador de procesos de desarrollo social, económico y humano.

## 2.4 Situación actual del sector energético de Nicaragua

Tabla 5 – Características principales del sector energético de Nicaragua

CAPACIDAD	969.1 MW (2009)
CENTRALES	20 (7 públicas y 13 privadas)
COBERTURA	66.7%
GENERACIÓN	Pública (16.7%) y privada (83.3%)
TRANSMISIÓN	Pública únicamente (ENATREL)
DISTRIBUCIÓN	Privadas DISNORTE-DISSUR (Gas Natural)

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

En el inicio de los años noventa, el sector eléctrico en Nicaragua se encontraba integrado verticalmente a través del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Durante estos años, el sector enfrentó a graves problemas financieros y operativos, lo que conllevó a que en el país se empezara una serie de reformas con el propósito de asegurar una cobertura eficiente de la demanda, promover la eficiencia económica y atraer los recursos para la ampliación de la infraestructura.

En 1998 fue promulgada la Ley de la Industria Eléctrica, la cual permitió la participación privada en la industria eléctrica nicaragüense, tanto en generación como en distribución. Anterior a esto, la participación privada era nula y en el 2009 representó 83.3% de la generación. Por otra parte, se logró incrementar el índice de cobertura eléctrica en el país pasando de un 45% (1995) a un 66.7% en el 2009 (CEPAL, 2010).

En el 2000 empezó el proceso de privatización. Una de las primeras medidas tomadas fue la venta de acciones de las cuatro compañías de generación. Sin embargo, este proceso no se completó en todas las empresas, debido a riesgos en la inversión. La transmisión es 100% estatal y la distribución es responsabilidad de las subsidiarias DISNORTE-DISSUR de Unión Fenosa.

Los actores que se dedican a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica están regulados por el Estado. Los que se dedican a la generación, realizan sus operaciones en un contexto

15 CEPAL, 2010

16 Elaboración propia con datos de Banco Mundial, 2010

de libre competencia que se da dentro de un esquema de Mercado Mayorista, el cual consta de un Mercado de Contratos y un Mercado de Ocasión.

En el Mercado de Contratos se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo con las partes involucradas: los Contratos de Suministro (un Agente Consumidor acuerda con un Agente Productor las condiciones futuras de compra y venta de energía y/o potencia) y los Contratos de Generación (un Agente Productor acuerda con otro Agente Productor la compra de potencia y/o energía). En el Mercado de Ocasión o Mercado Spot se dan transacciones horarias de energía y se realizan al precio horario de la energía. Los excedentes o déficit son liquidados de manera automática por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

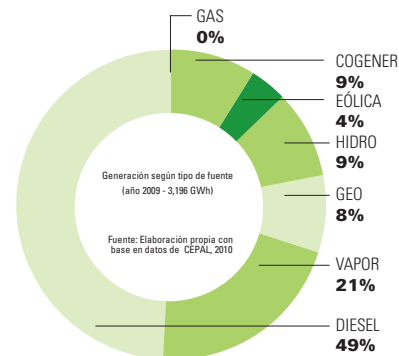
A este respecto, es importante indicar que las siguientes instituciones son de relevancia para el funcionamiento del sector eléctrico ya que son los responsables de su funcionamiento:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM): como ente rector del sector energético le corresponde elaborar, instituir, conducir y promover la política energética y minera del país, fomentar su desarrollo con criterios ambientales de sustentabilidad y sostenibilidad, así como vigilar y verificar su cumplimiento en armonía con la legislación vigente. Le corresponde también velar por la seguridad jurídica de todos los actores económicos y el establecimiento de estrategias que permitan el aprovechamiento integral de los recursos para la generación de electricidad en beneficio de la sociedad.
- Instituto Nicaragüense de Energía (INE): ente regulador y fiscalizador del sector energía. Tiene como objetivo promover la competencia, a fin de propiciar costos menores y mejor la suficiencia financiera a los agentes del mercado. Le corresponde fiscalizar el cumplimiento de las normas y regulaciones del sector; velar por el derecho de los consumidores de energía las tarifas de peaje; proponer al MEM nuevas normas y regulaciones; impedir prácticas restrictivas de la competencia, entre otras.
- Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC): es la unidad responsable de la administración del mercado eléctrico de Nicaragua y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Está adscrito a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

El Sistema de Transmisión está conformado por 1,870 km de líneas a dos niveles de voltaje: 230/138/69 kV, con 320, 900 y 650 km de líneas respectivamente. En la transmisión de electricidad participa únicamente la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 kV. En la distribución participan las dos subsidiarias DISSUR y DISNORTE de Gas Natural (antes Unión Fenosa).

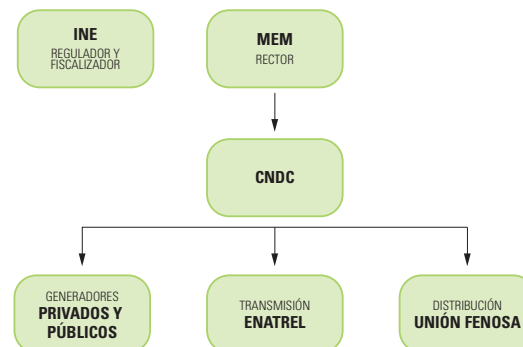
La matriz energética de Nicaragua está compuesta en un 36.6% (2009) de energías renovables. El país tiene una alta dependencia de combustibles fósiles. La energía eólica forma parte de la matriz de generación desde el 2009. La fuente renovable que ha presentado un significativo crecimiento es la cogeneración de ingenios azucareros al pasar de 10 MW (1995) a 121.8 MW en el 2009. Hoy en día el país cuenta con 20 centrales eléctricas, con una capacidad total de 969.1 MW; de ellas, siete son de empresas públicas y 13 de propiedad privada.

Gráfico 3 - Generación según tipo de fuente (año 2009 - 3,196 GWh)



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

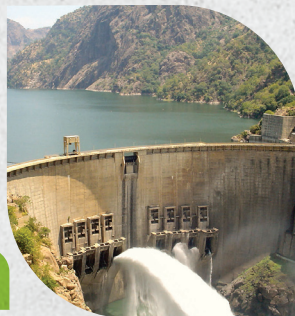
Figura 1. Sector Energético de Nicaragua



Fuente: Elaboración propia con base en datos en [http://www.enatrel.gob.ni/index.php?option=com\\_content&task=view&id=51&Itemid=133](http://www.enatrel.gob.ni/index.php?option=com_content&task=view&id=51&Itemid=133)

# 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 Nicaragua.

En Nicaragua el rector del sector energético es el Ministerio de Energía y Minas (MEM). Este tiene las responsabilidades de formular, proponer, coordinar y ejecutar el Plan Estratégico y las Políticas Públicas del Sector Energía, así como dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del estado que operan en el sector energético.

El ente regulador y fiscalizador del sector energía es el Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Entre sus funciones principales está promover la competencia, con el propósito de obtener costos menores y mejor calidad del servicio al consumidor, asegurando la suficiencia financiera a los agentes del mercado.

El marco legal que proporciona las bases sobre la cual se rige el subsector eléctrico son las que se mencionan a continuación. Se establecieron leyes específicas para el subsector eléctrico y geotérmico.

- Ley 272: Ley de la industria eléctrica (1998): contiene el marco jurídico general para la industria eléctrica y establece la base jurídica para la privatización del sector. La ley establece las actividades de la industria eléctrica: la generación, la transmisión, la distribución, comercialización, la importación y exportación de energía<sup>17</sup>.
  - o Dicha ley es reglamentada por el Decreto 24-1998, el cual a su vez es reformado por el Decreto 128-1999: Reformas al decreto 24-98<sup>18</sup>.
- Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)<sup>19</sup> que consolida los incentivos establecidos para fomentar las inversiones en generación eléctrica con fuentes renovables.

- Resolución No.017-INE-1999<sup>20</sup>. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Una descripción de las primeras dos leyes principales se presentan en mayor detalle más adelante.

Las leyes y reglamentos específicos para el sub sector hidroeléctrico son los siguientes:

- Ley 467. Aprobada el 9 de julio del 2003. Ley de promoción al sub-sector hidroeléctrico<sup>21</sup>: establece que un inversionista puede desarrollar proyectos hidroeléctricos de hasta 5 MW y debe obtener un permiso de aprovechamiento de agua antes de solicitar una licencia de generación. Este permiso se otorga por un periodo de hasta 30 años.
  - o Dicha ley es reglamentada por el Decreto 72-2003.
- Ley 531: Reformas a la Ley 467, aprobada el 13 de abril del 2005<sup>22</sup>: incrementa a 30 MW el techo para los proyectos hidroeléctricos. Permite la exportación de energía solamente cuando la demanda interna está satisfecha. Reserva tres cuencas - Asturias, Apanás y Río Viejo- para ser explotadas en exclusiva por el Estado. Establece además que para proyectos mayores de 30 MW se requiere una Ley Especial adecuada para el proyecto aprobada por la Asamblea Nacional.

Como se mencionó anteriormente, se han promulgado leyes específicas para el sub sector geotermoeléctrico. Se trata de la Ley 443 - Ley de Exploración y Explotación de Recursos Geotérmicos (octubre del 2002) y sus reformas: Ley 472 (setiembre 2003), Ley 594 (agosto 2006) y 656 (junio 2008)<sup>23</sup>.

La Ley de la Industria Eléctrica (No. 272), del 18 de marzo de 1998 es la ley fundamental en materia de electricidad. Es importante destacar los siguientes aspectos:

- Esta Ley establece el régimen legal para la industria eléctrica en todas sus etapas: generación,

17 MEM, 2010

18 ENATREL, 2010

19 MEM, 2010

20 INE, 2010

21 MEM, 2010

22 Ídem

23 Ídem

transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía.

- Establece el requerimiento de concesión de licencias para los agentes económicos, ya sean estos nacionales o extranjeros, y a su vez los mismos derechos y obligaciones, independientemente de su origen.
- Las actividades de transmisión y distribución están reguladas por el Estado, mientras que la generación se realizará en un contexto de libre competencia.
- Designa al rector del sector energético. En un inicio esta responsabilidad le correspondió a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Posteriormente, en el 2007<sup>24</sup> se le asignó al Ministerio de Energía y Minas (MEM) esta responsabilidad.
- Le corresponde al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), una entidad autónoma del Estado, la función de ente regulador y normador del sector energético del país.
- El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la unidad responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Dentro de esa responsabilidad le corresponde administrar el mercado de ocasión.
- La empresa de transmisión es de propiedad estatal. Le corresponde la elaboración del plan de expansión.
- Se establece un mercado de transacciones de ocasión.
- En el mercado eléctrico nicaragüense se establece un Régimen de Precio Libre que rige las transacciones entre generadores, cogeneradores, autoprodutores, comercializadores y grandes consumidores, así como las importaciones y las exportaciones, mientras que las transacciones relacionadas con la transmisión, así como las transacciones entre los distribuidores y los consumidores finales están sujetas a un Régimen de Precio Regulado.
- Las licencias para generar energía pueden ser otorgadas por un plazo máximo de 30 años. Se puede solicitar una prórroga por un período igual. Los generadores podrán suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con distribuidores y con grandes consumidores, así mismo podrán vender total o parcialmente su producción en el mercado de ocasión y exportar energía eléctrica.

- En la operación de los sistemas aislados un mismo agente económico puede ejercer las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El MEM es el rector del sector energético y tiene entre otras responsabilidades el formular, proponer, coordinar y ejecutar el Plan Estratégico y las Políticas Públicas del Sector Energía, Recursos Geológicos, Recursos Mineros, Recursos Geotérmicos, Recursos Hidroeléctricos e Hidrocarburos, así como dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del estado que operan en el sector energético.

Sus funciones generales son:

- Revisar, actualizar y evaluar periódicamente el Plan estratégico y políticas públicas del sector energía.
- Aprobar y poner en vigencia las normas técnicas de la regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico a propuesta del Ente Regulador, así como las normas para el uso de la energía eléctrica, el aprovechamiento de los recursos energéticos y las relativas al buen funcionamiento de todas las actividades del sector hidrocarburos.
- Otorgar, modificar, prorrogar o cancelar los permisos de reconocimiento y concesiones de uso de cualquier fuente de energía, recursos geológicos energéticos y licencias de operación para importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.
- Otorgar y prorrogar las licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución.
- Dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del Estado que operan en el sector energético.
- Administrar y reglamentar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional. (FODIEN).
- Impulsar las políticas y estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para la generación de electricidad.
- Establecer y mantener actualizado el Sistema Nacional de Información de hidrocarburos y el Registro Central de Licencias y concesiones para operar en cualquier actividad o eslabón de la cadena de suministros.
- Cualquier otra función relacionada con su actividad que le atribuyan otras leyes de la materia



y las específicamente asignadas a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE), ente regulador y fiscalizador del sector energía, tiene como objetivo principal para el subsector eléctrico el promover la competencia, a fin de propiciar a mediano plazo, costos menores y mejor calidad del servicio al consumidor, asegurando la suficiencia financiera a los agentes del mercado. Sus funciones son:

- Fiscalizar el cumplimiento de normas y regulaciones tendientes a aprovechar la energía en una forma racional y eficiente.
- Velar por los derechos de los consumidores de energía eléctrica.
- Aprobar y controlar las tarifas de ventas al consumidor final y servicios conexos (peajes).
- Proponer al MEM para su aprobación, las normas y regulaciones técnicas sobre la generación, transmisión, distribución y uso de energía eléctrica.
- Prevenir y adoptar las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia.
- Aplicar sanciones en los casos previstos por las Leyes y Normativas.
- Resolver controversias entre los agentes económicos que participan en la industria eléctrica.

### 3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

En Nicaragua se creó la Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)<sup>25</sup>, la cual consolida los incentivos fiscales y los derechos prioritarios en la contratación de energía, establecidos para fomentar las inversiones en generación eléctrica con fuentes renovables. Estos se resumen a continuación:

Incentivos fiscales:

- a. Exoneración de Derechos Arancelarios de Importación y del Impuesto al Valor Agregado para las labores de pre inversión y construcción, sobre la maquinaria, equipos, materiales e insumos, incluyendo líneas de subtransmisión.
- b. Exoneración de impuesto sobre la renta, por un período de siete años a partir de la entrada en operación del proyecto. Durante ese mismo período estarán exentos del impuesto sobre la

renta los ingresos derivados por venta de bonos de dióxido de carbono.

c. Exoneración de todos los impuestos municipales sobre bienes inmuebles, por un período de 10 años a partir de entrada en operación. Esta exoneración será de un 75% en los tres primeros años, de un 50% en los siguientes cinco años, y del 25% en los últimos dos años. Las inversiones fijas en maquinaria, equipos y presa hidroeléctricas estarán exentas de todo tipo de impuestos, gravámenes, tasas municipales, por un periodo de 10 años a partir de su entrada en operación comercial.

d. Exoneración de todos los impuestos que puedan existir por explotación de riquezas naturales, por un período de cinco años, y del Impuesto de Timbres Fiscales que pueda causar la construcción u operación del proyecto, por 10 años, en ambos casos contados a partir del inicio de operación.

e. Se establece un período de 10 años para acogerse a esos beneficios, a partir de su entrada en vigencia (abril 2005). Derechos prioritarios de las energías renovables en la contratación con distribuidoras.

Derechos prioritarios de las energías renovables en la contratación con distribuidoras:

a. Será obligación de las distribuidoras incluir dentro de sus procesos de licitación la contratación de energía y/o potencia eléctrica proveniente de centrales eléctricas con energía renovable, prioritariamente hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa, tomando en cuenta los plazos de construcción necesarios para la entrada en operación de cada tipo de estos proyectos para establecer la fecha de inicio de la licitación. Estos contratos serán por un plazo mínimo de 10 años.

b. El Ente Regulador garantizará que en los documentos de licitación para la compra de energía y potencia por las distribuidoras, se especifique el requisito de contratar un porcentaje de energía renovable tomando en cuenta las políticas y estrategias dictadas por la CNE. El Consejo Directivo de la Superintendencia de Servicios Públicos aprobará la Normativa para determinar los precios a los cuales se podrá contratar el porcentaje de energía renovable establecida. El porcentaje adicional de la energía contratada por las distribuidoras podrá ser licitado sin especificar el tipo de fuente de los costos de los combustibles utilizados, sin considerar las exoneraciones a sus impuestos.

c. El Ente Regulador garantizará además, que en los documentos para la licitación de cualquier energía eléctrica que lleve a cabo un distribuidor se establezca que para los efectos de comparación de los precios de las ofertas térmicas versus los precios de las ofertas con energía renovable y su resultante adjudicación, se incluya en las ofertas de energía térmica, el efecto de los costos de los combustibles sin considerar las exoneraciones a sus impuestos.

d. La energía producida por empresas que se acogen a los incentivos otorgados por la presente ley y no tengan contratos con el distribuidor u otros agentes, deberán vender esta energía en el mercado de ocasión interno de acuerdo con sus precios promedio diarios, manteniéndose dentro de una banda de precios no menor de 5.5 centavos de dólar por KWh ni mayor de 6.5 centavos de dólar por KWh. La Intendencia de Energía establecerá los procedimientos para otorgar los permisos de exportación de energía cuando esté satisfecha la demanda interna, los permisos de exportación deberán distribuir de manera proporcional entre todos los Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables (PGEFR) la capacidad de exportar. La Intendencia de Energía establecerá el procedimiento para actualizar esta banda de precios debidamente justificada por los índices económicos nacionales e internacionales, considerando las políticas dictadas en este campo por la Comisión Nacional de Energía. El Consejo Directivo de la Superintendencia de Servicios Públicos autorizará las resoluciones de actualización.

e. Requerimientos de Reserva Rodante y otros servicios auxiliares: los requerimientos de reserva rodante asignada a los generadores de energías renovables podrán ser cubiertos por sus propias plantas o mediante contratación con otros generadores. La normativa dictaminará la forma de utilización de estas reservas.

f. Introducción de la energía eólica: a fin de ser habilitado para conectarse al SIN, los desarrolladores de cualquier proyecto eólico deberán coordinar con el CNDC los estudios necesarios a fin de demostrar que dicha generación no causa disturbios a la operación del SIN, considerado en su tamaño proyectado ya sea aislado o interconectado, en el momento de la conexión del proyecto eólico propuesto. La habilitación de los primeros 20 MW que se conecten al SIN después de la puesta en vigencia

de esta Ley, estarán exentos de cumplir con esta disposición.

### 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; el mismo escapa los propósitos de este trabajo.

En el caso de Nicaragua, la principal reforma con un impacto directo es la Ley 272 ("Ley de la industria eléctrica", 1998 y reglamentada el mismo año), 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 Nicaragua 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 capacidad se reduce drásticamente en el 2000 (comparada con la participación de 1995 - Gráfico 5). Es importante resaltar que, por lo menos, las reformas imprimieron un cambio en la dinámica del sector: mientras que prácticamente no hubo aumentos de capacidad en los años comprendidos entre 1990-1995, esta tuvo un salto importante en el período 1995-2000. Lo que es más, la casi totalidad de este aumento provino de fuentes privadas (térmicas) que se instalaron entre 1999 y el 2000. En el período 2000-2005, nuevamente los aumentos de capacidad estuvieron liderados por el sector privado. Esta tendencia comienza a revertirse recién en los últimos años del período bajo estudio (2005-2009), donde los mayores aportes provinieron de esfuerzos estatales. De cara al futuro, el listado de proyectos próximos a incorporarse incluye un mix de emprendimientos públicos y privados: dentro de los primeros, las hidroeléctricas Larreynaga, La Sirena y El Barro; dentro de los segundos, la Fase II del proyecto

Amayo (en operación desde el 18 de marzo de 2010), el proyecto eólico de Blue Power, las hidroeléctricas de Piedra Puntuda, Las Cañas y Tumarín, y el geotérmico San Jacinto. En otras palabras –y sin dejar de lado las importantes limitaciones que aún aquejan al sector energético en Nicaragua– la dinámica del mercado se ha modificado ininterrumpidamente desde fines de la década del noventa.

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 menor al 40% en el 2009, por debajo del casi 50% de 1990 y 1995. En los últimos años (2005-2009), la capacidad instalada de fuentes fósiles creció a un promedio de 7.2% anual contra un 3.2% para las energías renovables. Esta misma reversión se ha visto reflejada en las participaciones en la generación, dominada en el 2009 por la energía proveniente de plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles (Gráfico 7).

Gráfico 4 - Evolución de la capacidad instalada

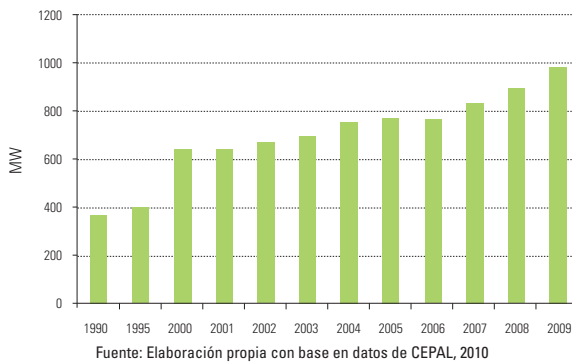


Gráfico 5 - Evolución de la participación del sector público en la generación anual

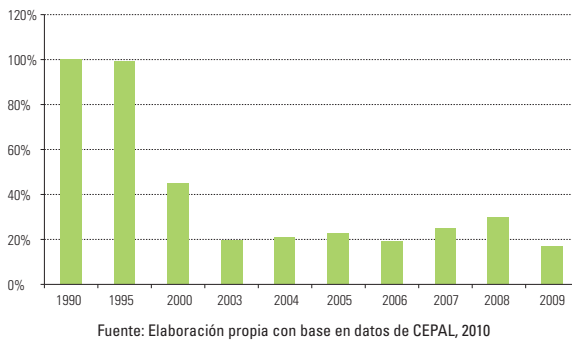


Gráfico 6 - Evolución de la participación de energías renovables en la capacidad total

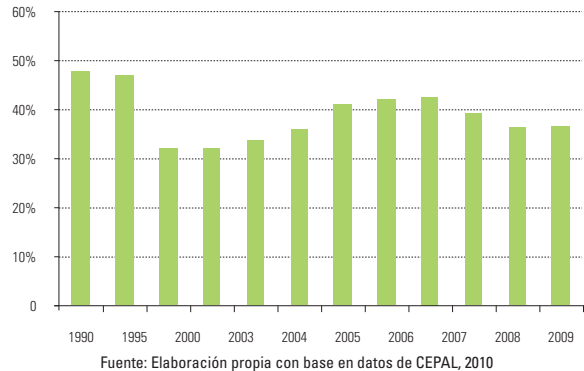
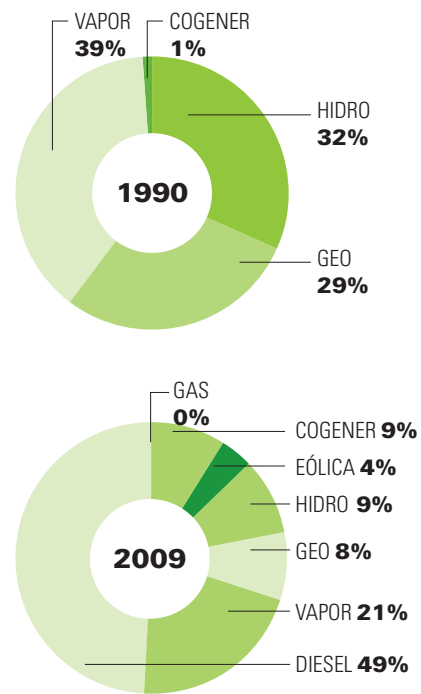


Gráfico 7 - Generación según tipo de fuente



La ley de incentivos para energías renovables<sup>26</sup> se redactó en el 2005; esta se agrega a la ley de promoción del sub-sector hidroeléctrico<sup>27</sup> que establece las condiciones bajo las cuales los particulares pueden participar en proyectos de hasta 30 MW a partir de un régimen de licencias. Hasta el momento de la redacción del presente informe, los proyectos que han

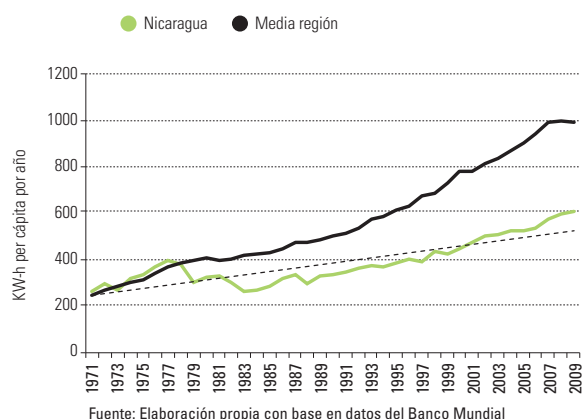
26 Ley 532, "Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables".

27 Ley 467 y sus decretos reglamentarios (72-2003) y reformas previstas en la Ley 531.

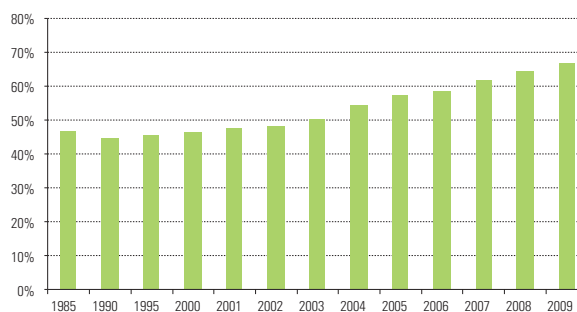
sido beneficiados son: un eólico, un geotérmico y un hidroeléctrico de pequeña escala que ingresaron a la red desde que la ley entró en vigencia. Sin embargo, los proyectos en cartera que entrarán a la red en el futuro – varios de ellos privados– podrán beneficiarse de ella. Su reciente regulación, sumada al hecho de que la mayoría de los países de la región disponen de normas similares, dificulta el análisis del impacto de los incentivos. En cualquier caso, de todos modos es evidente que los proyectos basados en energías renovables requieren condiciones especiales –en cuanto a legislación e incentivos– ya que históricamente han estado por detrás de las fuentes fósiles en las preferencias de los inversores.

El consumo eléctrico per cápita en Nicaragua experimentó una tendencia de crecimiento. Sin embargo, este ha sido mayor en los años post-reformas: 4% para el período 1998-2009 contra un 2% para el período 1972-1997. Se encuentra muy por debajo de la media centroamericana.

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



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



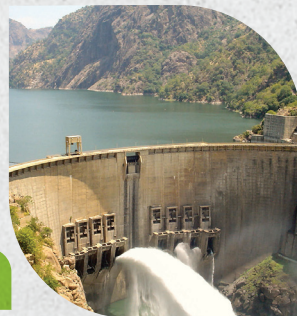
**Gráfico 10 - Evolución de las pérdidas de transmisión**



Existen dos indicadores adicionales cuya mejoría podría señalar el impacto proveniente de las reformas del sector eléctrico: el primero es la evolución de la cobertura eléctrica (Gráfico 9) que en el período bajo estudio tuvo un incremento importante tras las reformas (obsérvese por ejemplo el decremento de 1995 (45.4%) respecto a 1985 (46.8%), en comparación con el aumento de 1995 al 2000 (46.2%) o de este último con el 2005 (57.3%). Pese a ello, el grado de cobertura alcanzado por la República de Nicaragua en el 2009 (66.7%) es aún bajo. En cambio, no ha sido posible obtener una reducción en las crónicas pérdidas de transmisión (Gráfico 10) que se han mantenido en niveles altos (cerca de 30%) y similares a los observados en 1995.

# 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

En Nicaragua existe un mercado a plazo y un mercado spot. Los contratos de largo plazo pueden ser acordados para comprar potencia y energía o solamente para uno de ellos. Las cantidades de potencia o de energía contratadas pueden variar libremente según el momento del día o por la estación.

Cada distribuidor tiene la obligación de contratar la compra de energía eléctrica con generadores ubicados en el territorio nacional o en otro país a través de contratos que cubran un porcentaje de su demanda prevista (un 80% de la demanda máxima del año siguiente y un 60% para los siguientes 24 meses); el restante porcentaje de la energía demandada proyectada puede ser comprado en el mercado de oportunidad. 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 los plazos, precios, tipo de pagos (por potencia y/o energía), entre otros que quedan determinados de manera interna entre las partes<sup>28</sup>.

En el caso del mercado de ocasión, cada generador realiza una oferta de precio y cantidad junto con el pre-despacho. El organismo encargado de operar y despachar el SIN en Nicaragua es el Centro Nacional de Despacho y Carga (CNDC), adscrito a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

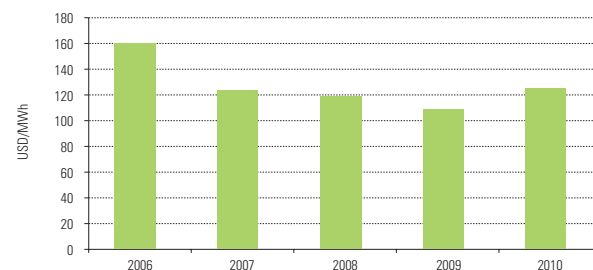
## 4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos

Aunque las tarifas pactadas en contrato son de naturaleza privada, la mayoría se encuentra asentada en el sitio web del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Los últimos proyectos de energías renovables contratados son la Fase I y II del proyecto eólico Amayo, con un precio base (con una fracción ajustable por inflación) de 86.25 USD/MWh y 92 USD/MWh respectivamente, y el de Blue Power & Energy (también eólico) por 104.5 USD/MWh.

Existe abundante información sobre el mercado de ocasión, que en el caso de Nicaragua representa un 34% del total ofertado y que por ende puede ser utilizado como un indicador de las señales de precio enviadas a los generadores. El Gráfico 11 presenta el comportamiento del precio spot promedio que muestra un descenso respecto al máximo alcanzado en el 2006, ubicándose la media del año 2010 en 125 USD/MWh.

El comportamiento anual del precio (mostrado en el Gráfico 12 para el año con mayor y menor precio promedio y para el último con datos disponibles) depende, 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).

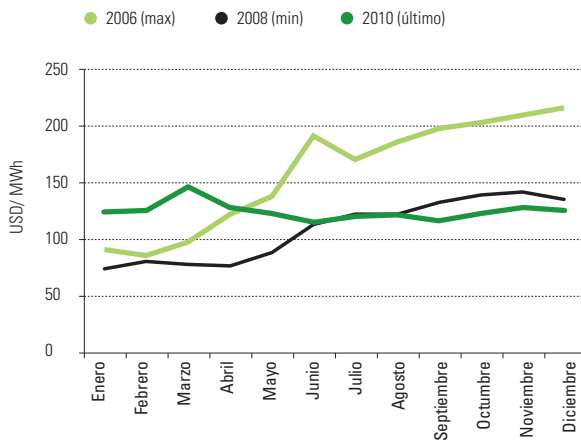
Gráfico 11 - Evolución del precio en el mercado spot (Nicaragua, 2006-2010)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de el CNDC, 2011

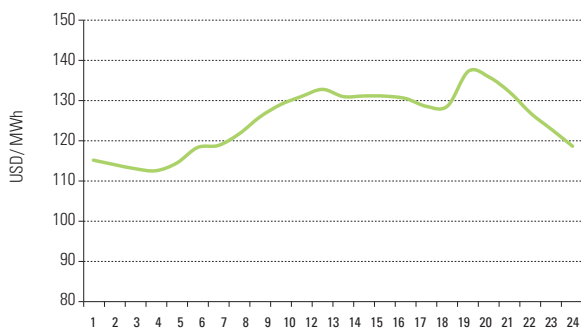
<sup>28</sup> Es importante destacar que actualmente se analiza pasar a un sistema de licitaciones. Ver por ejemplo la siguiente noticia: Canal 15: 100% Noticias, 2010

Gráfico 12 - Comportamiento anual del precio



Fuente: Elaboración propia con base en datos de el CNDC, 2011

Gráfico 13 - Comportamiento diario del precio (2010)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de el CNDC, 2011

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 19 y las 21 horas (alrededor de 135 USD/MWh).

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

La Ley de Industria Eléctrica dispone que las transacciones relacionadas a la transmisión, así como las transacciones entre los distribuidores y los consumidores finales estén sujetas a un Régimen de Precio Regulado, tarea que corresponde al Instituto Nacional de Energía (INE), según el artículo 109 de dicha norma.

En cuanto a la transmisión, la ley establece que el peaje por pagar debido al uso de los sistemas existentes es calculado por la empresa de transmisión del Estado y aprobado por el INE con base en costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo. Específicamente, 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, lo que resulta en un monto promedio de aproximadamente 13.7 USD/MWh, según estimaciones correspondientes al año 2010.

Los cargos por servicios de distribución se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 6 – Servicios de distribución

MEDIA TENSION (VOLTAJE PRIMARIO EN 13.8 Y 24.9 kv)						
TARIFA	APLICACIÓN	TARIFA		CARGO POR		
		CODIGO	DESCRIPCIÓN	CLIENTE (CS/mes)	ENERGÍA (CS/kWh)	POTENCIA (CS/kWh-mes)
USO DE REDES	Para uso de Redes de Distribución	T-4 URDMT	Cargo Fijo	173.9835		
			Cargo por Demanda de potencia			87.9296
			Cargo Variable por Energía-Horas Punta		0.2702	
			Cargo Variable por Energía-Horas Fuera de Punta		0.2418	

Fuente: INE (22.1 CS/USD)

En Nicaragua, el análisis de costo marginal a corto plazo se utiliza únicamente para el despacho de energía. No se usa para definir tarifas.

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

La Ley de Industria Eléctrica dispone que en el mercado eléctrico nicaragüense exista un Régimen de Precio Libre que rige las transacciones entre generadores, cogeneradores, autoprodutores, comercializadores y grandes consumidores, así como las importaciones y las exportaciones. Mientras que las transacciones relacionadas a la transmisión así como las transacciones entre los distribuidores y los consumidores finales están sujetas a un Régimen de Precio Regulado, esta regulación le corresponde al

Instituto Nacional de Energía (INE), según el artículo 109 de dicha norma.

Sin embargo, aunque la ley dice que existe un Régimen de Precio Libre, en la realidad la tarifa es autorizada por el Ministerio de Energía y Minas.

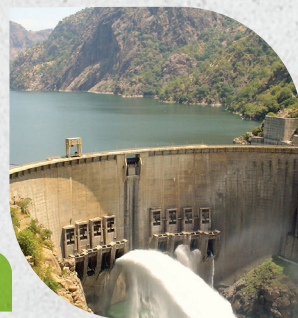
#### **4.5 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad proveniente de plantas de energía renovable.**

Una vez terminado el Estudio de Factibilidad, el inversionista determina su tarifa meta y hace una propuesta a alguna de las dos distribuidoras. Estas son propiedad de Unión FENOSA que es quien negocia la tarifa. En esta negociación debe quedar definido cómo se debe cubrir el costo de la transmisión, en caso de que el punto de interconexión sea una línea o una subestación de ENATREL. Posteriormente, le debe demostrar al Ministerio Energías y Minas que la tarifa es razonable para que este apruebe la tarifa negociada con el distribuidor.



# SECCIÓN 5

# GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



# 5. Generación, Transmisión y Distribución

## 5.1 Generación

Un generador es el agente económico que bajo licencia desarrolla la producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de cualquier fuente energética (actividad de generación) con el fin de venderla comercialmente. Las centrales de generación eléctrica forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La energía producida por estas centrales es transportada hasta el SIN por medio del Sistema Secundario de Transmisión.

Los que se dediquen a la generación de electricidad realizarán sus operaciones en un contexto de libre competencia. No obstante, no podrán llevar a cabo actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una eventual posición dominante en el mercado. Esta actividad de regulación está a cargo del INE (art. 7 de Ley 272).

De acuerdo con la Ley 272, los generadores deben de cumplir con los siguientes aspectos:

- Artículo 2. Los agentes económicos dedicados a la actividad de generación de energía, podrán suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con distribuidores y con grandes consumidores, así mismo podrán vender total o parcialmente su producción en el mercado de ocasión y exportar energía eléctrica.

- Artículo 23. La construcción, instalación, mantenimiento y operación de centrales de generación eléctrica está permitida a todos los agentes económicos calificados, siempre y cuando no constituyan un peligro para la seguridad de las personas, la propiedad y el medio ambiente.

- Artículo 24. Los agentes económicos para desarrollar sus proyectos de generación, deberán considerar como base el Plan de Expansión indicativo elaborado por la Comisión Nacional de Energía.

- Artículo 25. Cualquier agente económico podrá conectar sus instalaciones de generación eléctrica al SIN, previo cumplimiento de las normas técnicas establecidas. La operación de las centrales generadoras conectadas al SIN se regirá por la Normativa de Operación.

- Artículo 26. Los Agentes económicos, filiales y accionistas dedicados a la actividad de generación no podrán ser propietarios ni accionistas de instalaciones de transmisión y/o de distribución. Sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo anterior, los generadores podrán ser propietarios de Sistemas Secundarios de Transmisión para conectarse al SIN.

La lista de generadores en Nicaragua se presenta en la Tabla 7:

Tabla 7- Participación de Generadores en Nicaragua 2009

	Nº de Centrales	Capacidad Instalada (KW)	Generación Neta (MWh)
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>969,100</b>	<b>3195,900.8</b>
<b>Sistema Nacional Interconectado</b>	<b>20</b>	<b>969,100</b>	<b>3195,900.8</b>
<b>Mercado Mayorista</b>	20	969,100	3195,900.8
<b>Empresas públicas</b>	<b>7</b>	<b>233,200</b>	<b>533,849.2</b>
Hidráulica	2	104,400	287,064.7
Hidrogena	2	104,400	287,064.7
Térmica	5	128,800	246,784.5
GECSA	4	122,400	237,803.4
Generadora San Rafael, S.A. (GESARSA)	1	6,400	8,981.1
<b>Empresas Privadas</b>	<b>13</b>	<b>735,900</b>	<b>2662,051.6</b>
Hidráulica	1	900	3,095.3
ATDER-BL	1	900	3,095.3
Geotérmica	2	87,500	262,839.8
Gemosa	1	77,500	189,961.9
SJP	1	10,000	72,877.9
Eólica	1	40,000	109,846.0
E. Amayo	1	40,000	109,846.0
Térmica	9	607,500	2286,270.5
ALBANISA	2	175,600	445,064.5
CENSA- AMFELS	1	63,900	150,969.1
Empresa Energética de Corinto	1	74,000	511,177.6
GEOSA	2	120,000	496,428.5
Monte Rosa	1	62,500	118,074.4
Nicaragua Sugar Estate Ltd. (NSEL)	1	59,300	173,943.8
Tipitapa Power Company	1	52,200	390,612.6

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

En la actividad de generación hay dos actores predominantes: AEI, que es propietaria de Amayo I (40 MW), Amayo II (23.1 MW)<sup>29</sup>, Empresa Energética de Corinto (74 MW) y Tipitapa Power Company (52.2 MW), todas estas empresas representan una participación del 17.2%<sup>30</sup>. Y por otra parte, el otro actor predominante son las empresas estatales, cuya participación de 24%.

29 Los datos de capacidad en la Tabla 7 aún no incluyen a Amayo II dado que son datos preliminares del 2009. Sin embargo, en la página web de AEI Energy refleja se su capacidad. AEI, 2011

30 Este dato no incluye la capacidad de Amayo II.

## 5.2 Transmisión

La institución responsable de transportar la energía eléctrica desde los generadores a los Sistemas de Distribución en Nicaragua es la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Esta entidad estatal fue creada con la aprobación de la Ley 583 del 15 de noviembre del 2006, oficializada con la publicación en La Gaceta, el 5 de enero del 2007<sup>31</sup>.

ENATREL realiza el mantenimiento y operación a 2,189.17 kilómetros de líneas de transmisión y 79 Subestaciones Eléctricas, distribuidas a nivel nacional. Todo esto con el fin de garantizar la transmisión de energía desde las centrales eléctricas de generación hasta los centros de distribución.

Los niveles de voltaje en que opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) son tres según datos de ENATREL:

1. El Sistema de 230 kV con 336.75 kilómetros de longitud. Es radial a circuito sencillo, interconecta el sistema eléctrico nicaragüense con Honduras al norte y Costa Rica al sur. A este se conectan las plantas de generación Nicaragua con 100 MW y CENSA con 63 MW. Además se integran las subestaciones más importantes como León I, Los Brasiles, Masaya y Ticuantepe II, que transforman de 230 kV a 138 kV.
2. El Sistema de 138 kV con 1,036.1 kilómetros de longitud, es el principal medio de la transmisión de energía desde los centros de generación a los mayores centros de carga de Nicaragua. Existen dos anillos en 138 kV, uno está instalado en el Departamento de Managua y el otro en el noroccidente del país donde se conectan las plantas hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara con 50 MW cada una.
3. El Sistema de 69 kV con 816.32 kilómetros de longitud es el nivel de voltaje con el cual se construyeron las primeras líneas de transmisión. Actualmente algunas subestaciones rurales son alimentadas a través de este sistema y son de configuración radial.

De acuerdo con el artículo 5 de la Ley 583, la finalidad principal de la empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL, es la transmisión eléctrica y demás actividades conexas. Adicionalmente, podrá desarrollar las actividades siguientes:

1. Transmitir energía eléctrica a un voltaje no menor de 69 kV, a través del Sistema Nacional de Transmisión propiedad de ENATREL;
2. Transformar energía eléctrica desde niveles de tensión de 230 kV hasta 13.8 kV, de conformidad a lo expuesto en la Ley 272, Ley de Industria Eléctrica y su Reglamento, así como las demás Normativas;
3. Operar el Sistema de Interconectado Nacional y administrar el Mercado Eléctrico Nacional, y todas las demás actividades relacionadas con el Mercado Eléctrico Regional por medio del Centro Nacional de Despacho de Carga, utilizando los sistemas de transmisión y de comunicación propiedad de ENATREL;
4. Explotar comercialmente los excedentes de la capacidad instalada de los sistemas de transmisión y de comunicación, a través de la fibra óptica, de acuerdo con las respectivas leyes reguladoras de la materia y las demás normativas existentes.
5. Desarrollar obras de construcción, instalación, mantenimiento y operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica y de comunicación y la prestación de servicios relacionados con todo ello, todo de conformidad con las leyes reguladoras de las distintas actividades y las respectivas normativas establecidas;
6. Elaborar el plan de expansión y ejecutar los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión y comunicación;
7. Prestar servicios o ejecutar obras asociadas a las diversas actividades de transmisión, transformación, operación y comunicación del Sistema Nacional de Transmisión;
8. Comercializar el excedente de capacidad del Sistema de Comunicación;
9. Participar en la constitución y creación

31 Este dato no incluye la capacidad de Amayo II. Asamblea Nacional de la República de Nicaragua, 2010

de empresas nacionales e internacionales de derecho público, privado o mixto y asociarse con las existentes; y

10. Ejecutar cualquier otra actividad necesaria para su desarrollo, todo de conformidad con la ley de la materia.

### 5.3 Distribución

La distribución fue concesionada a la empresa española Unión Fenosa en el 2000. Esta tiene la responsabilidad del manejo y el mantenimiento del sistema de distribución, el cual consiste en las líneas y transformadores por debajo de 69 kV a través de dos subsidiarias de Unión Fenosa: Distribuidora del Norte (DISNORTE) y Distribuidora del SUR (DISSUR). No obstante, el Gobierno de Nicaragua adquirió el 16% de las acciones de esta empresa en el 2008 con el fin de asegurar un mejor servicio (Energía Diario, 2008).

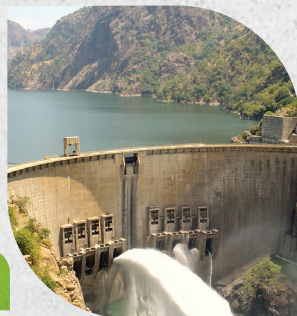
Por otra parte, la actividad de distribución está regulada por el Estado.

De acuerdo con la Ley 272 - Ley de la Industria Eléctrica, el distribuidor tiene las siguientes funciones:

- Art. 32 Los agentes económicos dedicados a la actividad de distribución podrán suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con generadores y con grandes consumidores, así mismo podrán comprar en el mercado de ocasión e importar energía eléctrica.
- Art. 33. Los distribuidores de energía eléctrica están obligados a construir, instalar, operar y mantener sus instalaciones y equipos de tal forma que no constituyan peligro para la seguridad de las personas, de la propiedad y del medio ambiente, conservando las características de diseño e instalación aprobadas por el INE. Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que este considere realizar.
- Art. 34. Los agentes económicos propietarios de líneas y demás elementos de un sistema de distribución están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones a los demás agentes económicos y grandes consumidores que lo soliciten, previo cumplimiento de las normas que rigen el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.
- El servicio de distribución solamente podrá ser prestado por los distribuidores, los que podrán tener, incluyendo a cualquier filial o asociada, una capacidad de generación propia o combinada de hasta 10,000 kilowatts (KW) cuando estén interconectadas al Sistema Interconectado Nacional.
- Art. 35. Cualquier persona ubicada dentro de la zona de concesión de distribución de un Agente Económico tiene derecho a que este le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento por parte del interesado de los requisitos que para tal efecto fija la presente Ley y las Normativas respectivas.
- Art. 36. Los distribuidores son responsables de la ejecución, operación y mantenimiento de sus instalaciones eléctricas hasta el punto de conexión de sus líneas al sistema del cliente.
- Art. 40. Los distribuidores, en su área de concesión de servicio eléctrico, prestarán el servicio de alumbrado público, bajo contrato celebrado con la respectiva alcaldía municipal.
- Art. 41. Los distribuidores no podrán generar y/o transmitir energía eléctrica. Sin perjuicio de lo anteriormente dispuesto, los distribuidores podrán ser propietarios de sistemas secundarios de transmisión para conectarse al SIN.
- Art. 42. El Reglamento General de la presente Ley y la Normativa de Servicio Eléctrico debidamente aprobado por el INE serán las normas que regirán las relaciones entre los distribuidores y sus clientes.

# 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 - 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 por los mismos 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 de 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 Constitutivo<sup>32</sup>, suscrito en la República de Costa Rica, el 8 de noviembre de 1985. En la Primera Reunión Conjunta del Consejo de Electrificación de América Central –CEAC–, celebrada en El Salvador del 26 al 28 de julio de 1989, se 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.

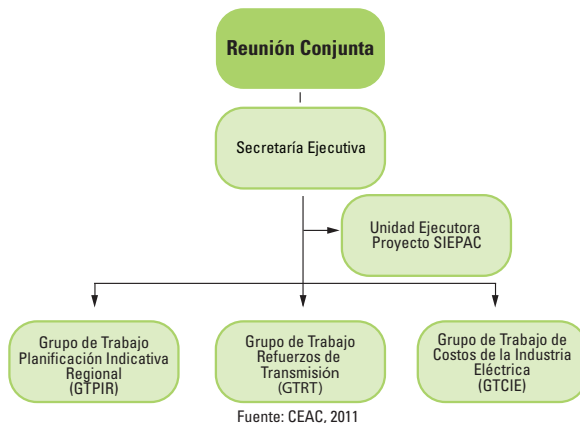
A partir de su creación, el CEAC ha venido adquiriendo un papel preponderante en la construcción de la integración eléctrica de la región. Participar activamente en la creación del mercado eléctrico regional, en el proyecto SIEPAC y en las interconexiones de Centroamérica con México y Colombia.

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.



Figura 3. Organigrama del CEAC



### 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

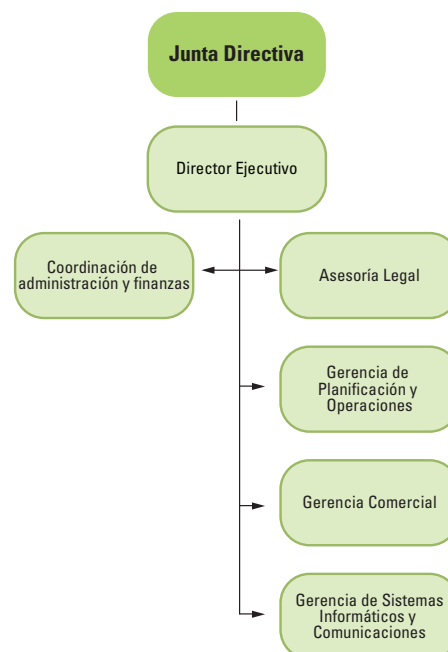
- Desarrollar, en el recurso humano, una cultura de compromiso con la institución, que promueva la calidad y eficiencia en los procesos, con una política que brinde estabilidad, incentivos, reconocimientos y promoción laboral.
- Asegurar la operación técnica y comercial del mercado eléctrico regional 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



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 periodo 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.

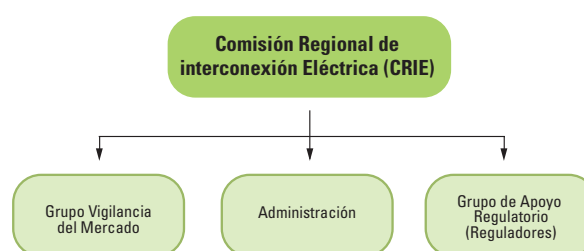
### **6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)**

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

De acuerdo al 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 2005, la EPR licitó internacionalmente las obras, cuya construcción comenzó en 2006 y se extenderá hasta 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, el cual se implementará en forma gradual. Desde finales de noviembre 2010, se energizó el primer tramo de la red que está en pruebas (subestación Veladero - Panamá y Río Claro - Costa Rica)<sup>33</sup>. La proyección original es que el flujo de energía alcance los 5 mil Gigavatios, los cuales se podrán transar a través de la red eléctrica regional.

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

Figura 6. Línea SIEPAC



Fuente: Figura tomada del Ente Operador Regional, 2010

## 6.2 Reglamento del MER

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

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

En abril de 2007, fue aprobado un Segundo Protocolo al Tratado Marco que, junto con sus reglamentos, abre los mercados nacionales al regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como en las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. Además, este protocolo modifica algunas normas del tratado marco, en especial a lo referente a la definición del MER, y habilitación de agentes; red de transmisión regional, actividad de las empresas de transmisión regional y su remuneración; función de la CRIE, la creación del CD MER (Consejo Director del MER); armonizar y actualizar los marcos regulatorios nacionales con la Regulación Regional; desarrollo del alcance y las vías de solución de controversias y la inclusión del cargo por el servicio de operación. A la vez se incluye el establecimiento de sanciones y multas por incumplimientos.

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

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

Desde el año 2010 entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER (RMER) y se espera entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011. Éste 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 a 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. Así como también se implantan sanciones de incumplimiento y solución de controversias.

El RMER desarrolla en detalle los siguientes aspectos:

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

i. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales

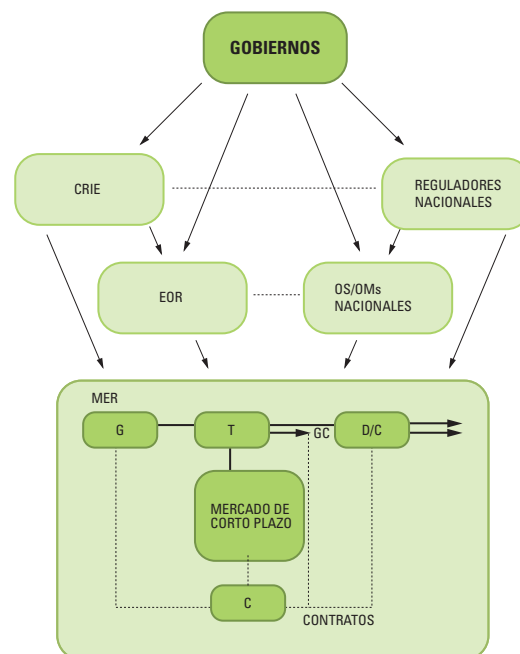
6. Sanciones y Controversias

7. Supervisión y Vigilancia del MER

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

- 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

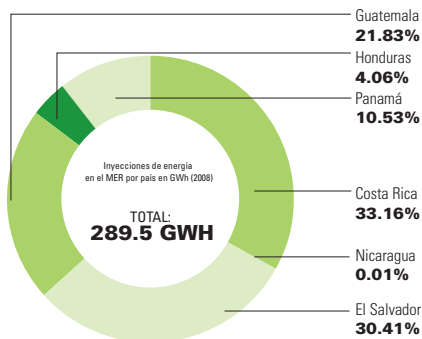
### 6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales

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

#### Ventas de energía en el MER

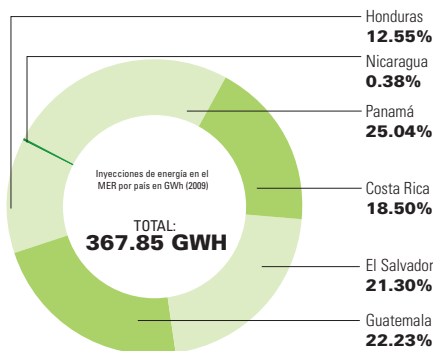
En el 2008, el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER fue Costa Rica (33.16%), seguido por El Salvador (30.41%) y Guatemala (21.83%). Por otro lado, en el 2009, el país que inyectó más energía al MER fue Panamá (25.04%), seguido por Guatemala (22.23%) y El Salvador (21.31%). Además, como puede observarse en los gráficos 13 y 14, 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 propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

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



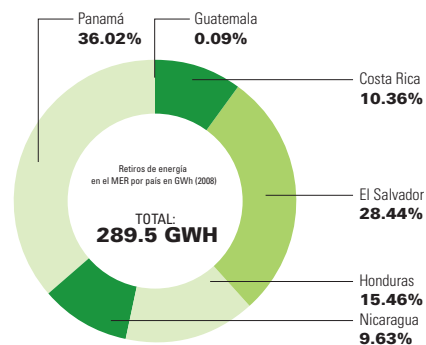
Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

#### Compras de energía en el MER

En 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 al MER (0.09%) en este año.

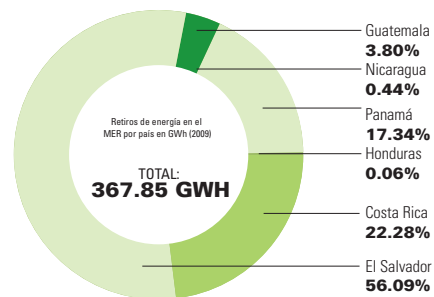
En relación con el 2009, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de energía con un 56.09% del total, seguido por Costa Rica (22.27%) y Panamá (17.34%), mientras que Nicaragua realizó un porcentaje menor de compras en el MER (0.44%) así como Honduras (0.06%).

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



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

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



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

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

Tabla 8 –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
<b>Total Regional</b>	<b>272.07</b>	<b>271.89</b>	<b>17.43</b>	<b>17.61</b>	<b>289.5</b>	<b>289.5</b>	<b>134.64</b>	<b>134.65</b>

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

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

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

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

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

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

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

### Factibilidad de transmisión internacional

Las tablas 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 Nicaragua 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 10 – Interconexión SIEPAC

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

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

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

Tramo Línea SIEPAC	Voltaje (kV)	Países
Aguacapa - Ahuachapán	230	Interconexión Guatemala - El Salvador
Guatemala Norte - Panaluya	230	Guatemala
Panaluya - San Buenaventura	230	Interconexión Guatemala - Honduras
Ahuachapán - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
15 de Septiembre - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
Agua Caliente - 15 de Septiembre (2)	230	Interconexión Honduras - El Salvador
Cajón - San Buenaventura	230	Honduras
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: Ente Operador Regional, 2011

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

Nicaragua RTR 2010			
Elemento de Transmisión	Voltaje (kV)	Total BDD	RTR
Nodos	230	10	7
	138	46	16
	69	47	0
<b>TOTAL</b>		<b>103</b>	<b>23</b>
Líneas de Transmisión	230	12	8
	138	48	13
	69	40	0
		<b>100</b>	<b>21</b>
Transformadores de dos devanados	138/69	7	0
<b>TOTAL</b>		<b>7</b>	<b>0</b>
Transformadores de tres devanados	230/138/13.8	8	8
	138/69/13.8	4	0
<b>TOTAL</b>		<b>12</b>	<b>8</b>

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

### Compatibilidad en los sistemas y base de datos

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

La implementación de la medición comercial es un punto estratégico para la viabilidad del MER. Dado que este utiliza un sistema nodal, es imprescindible contar con medidores adecuados en cada uno de los nodos de la red.

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 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.

La Ley 531 de “Reformas a la Ley de Promoción al Subsector Hidroeléctrico” establece que la exportación de energía es posible en la medida en que la demanda interna esté satisfecha, lo que puede entrar en conflicto con el requisito de igual prioridad del MER. El tercer párrafo del artículo 12 de la ley 467, así reformado por el art. 2 de la ley 531 establece este orden de prevalencia. En este caso se visualiza una situación de restricción del MER, que podría agravarse si los Permisos de Exportación se suspenden por una capacidad discrecional del Órgano Regulador de Nicaragua (INE).

Por otro lado, el MER requiere que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización no estén concentradas en un mismo actor. En Nicaragua, este punto no presenta mayores inconvenientes ya que las actividades del sector se encuentran mayormente descentralizadas

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 Nicaragua, la operación del despacho económico la ejerce el Centro Nacional de Despacho de Carga (dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL), 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 fines de cumplir los requisitos mínimos enumerados en la Tabla 13, 14, 15.



Tabla 13 - Requisitos de calidad del MER

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

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 14 - Requisitos de seguridad del MER

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

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 15 – Requisitos de desempeño del MER

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 $\pm 0.03$ 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) $\beta_i$ : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control. $\beta_e$ : 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 MER<sup>34</sup>

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

Debe considerar lo siguiente:

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

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

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

### 6.5.1.i Nivel de la Tarifa

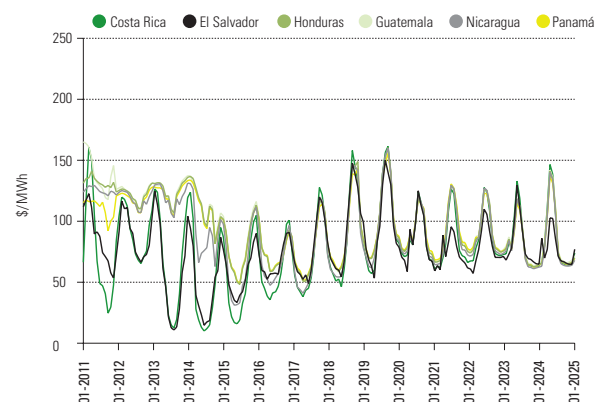
El nivel de la tarifa es el monto promedio que se pagaría a un generador por un KWh, en el caso hipotético de que su central tenga un factor de planta del 100%. Para la determinación del nivel de la tarifa se propone que la fijación se realice usando el criterio de costo marginal<sup>35</sup>, es decir, el costo promedio de un KWh adicional en la red en el futuro. De este criterio existen dos variantes:

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

#### Limitaciones del CMCP

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

Gráfico 17 - Costo marginal de la demanda según el CEAC



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- No considera el costo de la potencia ya que no hay adición de potencia.
- Su determinación se hace en términos constantes.
- En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.

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, *VPN* significa valor presente neto,  $\Delta I$  es la variación interanual del costo de servir la demanda,  $\Delta MWh$  es la variación interanual de la demanda de energía y la tasa de descuento usada es el costo social de dinero.

#### Limitaciones del CMLP:

- 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% ( $1.0232 \times 1.12 - 1 = 0.146$ ), por lo que con una buena ingeniería financiera la rentabilidad del patrimonio comprometido en el desarrollo del proyecto sería razonable, de no haber impuestos.

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

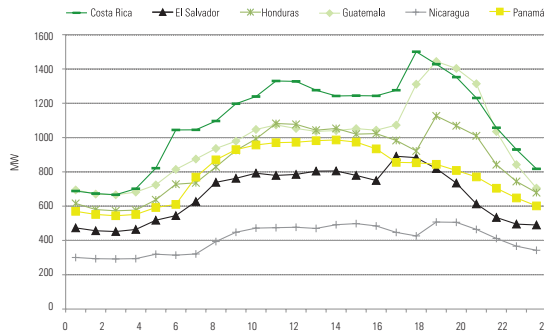
### 6.5.1.ii Estructura de la Tarifa

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

Para hacer la modulación horaria se proponen los siguientes pasos:

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

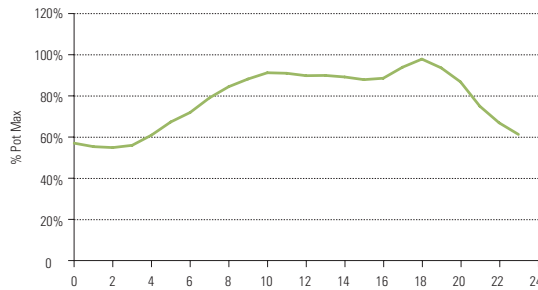
**Gráfico 18 - Curva de carga típica (lunes a viernes - año 2007)**



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

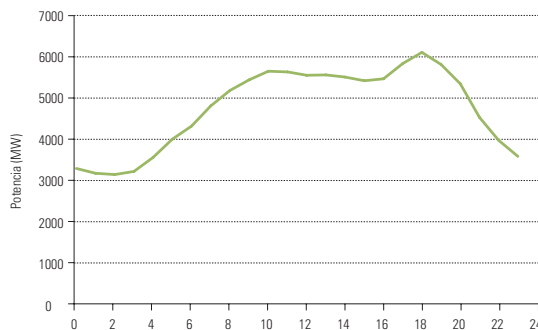
b. Se integra en una curva de demanda regional con la suma de las demandas de los países de la región. (La gráfica fue tomada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación periodo 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central)

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



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

**Gráfico 20 - Curva de carga total (lunes a viernes, año 2007)**



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

c. Se calcula la demanda de energía en cada hora y se obtiene la demanda de energía promedio del día.

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

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

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

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

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

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

- Se trata de centrales generadoras conectadas directamente a la red de distribución.
- Las centrales son de pequeña escala; entendiéndose por “pequeña escala” generalmente aquellos proyectos menores a 5 ó 10 MW.
- Utilizan principalmente energías renovables (mini-hidráulicas, eólicas, solar y biomasa).

También es posible encontrar motores de combustión interna a base de combustibles fósiles, turbinas gas, microturbinas de gas, entre otras no renovables.

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

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

Por tratarse de un tipo de generación nueva, existen barreras inherentes a este tipo de tecnología. Todavía existe falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado (por ejemplo, generación eólica off-shore, energía solar térmica, entre otras). Un problema más específico

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

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

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

Como respuesta a este tipo de problemas, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE) ha emitido (y continúa trabajando en) una serie de normativas con el propósito de aunar criterios y mejores prácticas en un estándar técnico universal: la norma IEEE 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”<sup>36</sup>. 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 generación distribuida en isla a la red.

36 Disponible en [http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547\\_index.html](http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html)

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

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

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

En Guatemala, el reglamento a la Ley General de Electricidad (LGE) introduce la modalidad de generación distribuida, que permite que centrales de generación con recursos renovables cuya potencia no exceda 5 MW se conecten directamente a instalaciones de distribución. Las centrales generadoras que se adhieran a este mecanismo reciben el nombre de "Generadores Distribuidos Renovables". Esta modalidad está regulada a través de la norma técnica CNEE 171-2008. Adicionalmente, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ofrece comprar la energía de los proyectos hidroeléctricos, en el rango de 200 a 3,000 KW de potencia, bajo el esquema de generación distribuida<sup>37</sup>.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En relación a esta misma barrera, un tipo de desarrollo muy común en los EEUU (el Programa Federal Norteamericano “**Super-ESPC**”, por “*Super Energy Savings Performance Contracts*”<sup>38</sup>) ha sido responsable de 550 proyectos por USD 3,600 millones en contratos (ESPC) y en Europa, especialmente para proyectos de

cogeneración (centrales que generan para su propio consumo y venta de excedentes a la red) y eficiencia energética, es el de Financiación por Terceros (*TPF, Third Party Financing*), particularmente a partir del vehículo denominado “Compañía de Servicios Energéticos” (*ESCO – Energy Service Company*). Las ESCO pueden proporcionar un amplio rango de servicios, desde el diseño, financiación e instalación hasta su operación, mantenimiento y monitorización. Por lo general, la ESCO dirige el proyecto, consigue financiación y será la propietaria de la instalación. Lo más importante es que la 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.

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



**Feed-in tariffs (FITs)**

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

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

**Caso de Alemania**

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

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

**Caso de España**

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

Tabla 17 - FITs promedios (€/KWh) vigentes en la UE (Abril de 2010)

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

Fuente: Europe's Energy Portal, 2010

**Caso de Brasil**

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

Tabla 18 - 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”<sup>39</sup>). Las FITs hacen un trabajo eficiente, no solo porque retribuyen externalidades positivas, sino también porque permiten competir a estos proyectos dentro de mercados dominados por recursos no renovables que no han compensado sus externalidades negativas.

### Certificados Verdes

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

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

### Mecanismos para mitigar barreras administrativas

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

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

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

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

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

39

Commission of the European Communities, 2005

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

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

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

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

Restaurar el delicado equilibrio entre estos opuestos en constante tensión ha sido el propósito de la *World Commission on Dams* (Comisión Mundial de Represas), una entidad sin fines de lucro que reunió expertos de todos los sectores, desarrolladores, comunidades minoritarias, sociedad civil, entidades gubernamentales, con el propósito de conciliar una serie de principios que permitan el armónico y sustentable desarrollo de este tipo de emprendimientos. Estos principios constituyeron los "Lineamientos de la WCD para la Construcción de Proyectos Hidroeléctricos" ("*Dams and Development, a New Framework for Decision Making: The Report of the World Commission on Dams*")<sup>40</sup>.

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

proyectos pasando por la sociedad civil, especialmente las comunidades más afectadas por el proyecto.

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

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

Los proyectos alineados con estas premisas cumplirán los siguientes objetivos:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En otro orden de cosas, la normativa regional debe cuidarse de no introducir barreras a proyectos pequeños (menores a 10 MW) que solo participan en mercados nacionales. Esto en el sentido de que puede existir el caso de que los proyectos pequeños y renovables tengan que cargar con regulaciones regionales que dificultan su factibilidad y su existencia. Particularmente, lo anterior se refiere al hecho de que a partir de noviembre del 2010 rige parcialmente para todo el mercado eléctrico centroamericano el reglamento definitivo del MER (RMER)<sup>41</sup>, y por ende los agentes del mercado nacional están obligados al cumplimiento del predespacho. Por lo anterior, deben desarrollar herramientas para hacer proyecciones de demanda y generación diarias por nodo. Estas proyecciones deben ser comprobadas y ajustadas comparándolas contra mediciones reales. Las desviaciones con respecto a las proyecciones se deben liquidar en el MER.

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

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

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

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

### 6.5.4 Perspectivas y desafíos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

operadores privados a favor de proyectos de integración energética.

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

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

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

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

- En conclusión, el principal desafío será la implementación del RMER, debido a que no existe un modelo similar en el mundo<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> En África hay un "pool" de países que quieren formar un mercado regional.

# SECCIÓN 7

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





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

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

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

ÍTEM	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
<b>Regulación</b>	Ley 6, de febrero de 1995 y su reglamento Resolución 317, de octubre de 1995.  Ley N°6 del 3 de febrero de 1997. Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, y su reglamento Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.  Decreto Ley N°10, del 22 de febrero de 2006, reorganiza el Ente Regulador de los Servicios Públicos.  Ley 57, de octubre de 2009. Modifica algunos artículos de la Ley 6 de 1997.	Ley No.7512. Establece las funciones del MINAET como rector del sector.  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 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 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.	Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94 de noviembre de 1994.  Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía.  Acuerdo N° 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 General de Electricidad, Decreto Ley No. 843 del 10 de octubre de 1996. Incluye las reformas emitidas mediante el Decreto Legislativo No.1216 del 11 abril de 2003 y el Decreto Legislativo No. 405 del 30 de agosto de 2007. Es la ley fundamental en materia de electricidad, y su Reglamento: Acuerdo Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997.  Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.	Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Y su Reglamento, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007).  Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007).  Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso. Y su Reglamento Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).



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

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

<p><b>Productos y Servicios Intercambiados en cada Mercado</b></p>	<p>Energía Potencia Servicio de Transmisión Servicios Auxiliares como regulación de frecuencia, producción de potencia reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo, operación en islas. Servicio de Operación y Despacho, que incluye la remuneración al Centro Nacional de Despacho por las actividades de despacho, coordinación y supervisión de la operación, y administración de las transacciones entre agentes del mercado. Otras transacciones</p>	<p>No hay mercado. El ICE es una empresa pública integrada verticalmente.</p>	<p>Productos que se compran: Energía y Potencia Servicios que se remuneran: a) Servicio de transmisión: Es el uso del Sistema Nacional de Transmisión, remunerado mediante tarifas reguladas de acuerdo a lo que establece la Normativa de Transporte. b) Servicios auxiliares: Se identifican en el Tomo Normas de Operación Técnica, junto con los requerimientos técnicos que deben cumplir. Las metodologías para su remuneración se establecen en la 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 19 - Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA <sup>43</sup>	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
Leyes de Incentivos	-Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-03 Congreso	Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, Dic. 2007	- Decreto 85-98, Abril 1998: Ley de Incentivos con Fuentes Renovables. - Decreto 267-98 Dic. 1998, la cual fue una reforma parcial a Ley de Incentivos. - Decreto 70-2007 "Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", de octubre de 2007	-Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)	No hay	- Ley N° 45 de agosto del 2004. Se presentó en Octubre de 2010 a la Asamblea Nacional un anteproyecto de Ley N° 088.
Exención de derechos arancelarios para las importaciones	X	X <sup>44</sup>	X	X	X	X
Exención del IVA	X		X	X		X
Exención del IR	X	X <sup>45</sup>	X	X		
Exención impuestos CERS – M.D.L.		X		X		X <sup>46</sup>
Contratación de un % de energía renovable en licitaciones				X		
Cargo por transmisión y distribución exento (primeros 10 MW)						X
Precio superior a ER comparado a otras tecnologías			X			

43 Exoneración por 10 años.

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

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

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

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

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

Tabla 21 - Pagos por potencia y energía

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



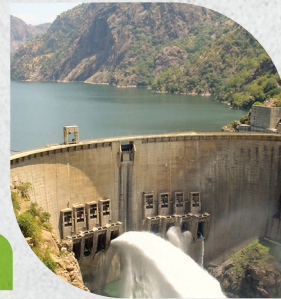
Tabla 22 - Pagos por potencia y energía

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

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

# SECCIÓN 8

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



## 8. Conclusiones y Recomendaciones

El presente trabajo presenta una descripción del mercado de energía eléctrica de la República de Nicaragua. Da énfasis al 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 recomendaciones específicas para cada uno de los ejes temáticos considerados.

Las principales conclusiones obtenidas a lo largo de este trabajo en referencia con los proyectos de Energías Renovables, abarcan los puntos incluidos en la Tabla 23. El uso del mismo esquema tabular en los seis volúmenes que integran este trabajo permitirá al lector contrastar la situación específica de cada país en relación con la situación observada 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 23 – Principales conclusiones sobre los proyectos de EERR en la República de El Salvador

¿Cómo evolucionó su participación en la última década?	Mientras que el impacto de las reformas en la capacidad instalada ha sido notable, estas no han permitido un incremento en la participación de las energías renovables; por el contrario, se redujo frente a los valores históricos.  El consumo per cápita, aunque aceleró su crecimiento luego de las reformas al sector, se mantiene considerablemente por debajo de la media regional. La cobertura es del 70%, una de las más bajas de la región, aunque superior a los valores pre-reformas. Las pérdidas de transmisión no han disminuido, ubicándose por encima del 25%, la más alta de la región.
¿Cómo participan actualmente en el mercado?	- Contratación directa con distribuidoras - Participación del mercado spot con ofertas de precio
¿Qué tarifas reciben?	- Existen registros de contratos con precios entre 86 y 104 USD/MWh - Spot: 125 USD/MWh es el promedio del 2010
¿Tienen incentivos adicionales?	Exención de derechos arancelarios para las importaciones; exoneraciones temporarias del impuesto al valor agregado, el impuesto sobre la renta, la venta de CERs e impuestos municipales.
¿Qué peajes pagan?	Alrededor de 13.7 USD/MWh (2010), en promedio.
¿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 implementación exitosa del proyecto eólico más grande de la región -y el primero de Nicaragua- sirvió para demostrar la factibilidad de este tipo de iniciativas en un país emergente de la región, lo que servirá para mejorar la percepción de los inversores privados del clima de negocios en este país, con el consiguiente impacto sobre el número de proyectos en carpeta<sup>47</sup>. Sin embargo, el elevado porcentaje de pérdidas de transmisión agregan una pesada carga al mercado que podría desincentivar proyectos deseables, lo que podría ser especialmente duro para los proyectos pequeños. Los elevados porcentajes de población sin cobertura eléctrica reflejan, al mismo tiempo, una debilidad y una oportunidad para desarrollar las energías renovables de pequeña escala.

Una falencia resaltada a menudo es la falta de un sistema de licitaciones para la obtención de un contrato con las distribuidoras. Los proyectos pequeños tendrán así dificultades debido a su menor poder de negociación. Un sistema de licitaciones permitiría aumentar el grado de transparencia y la igualdad de condiciones entre proyectos de distinto tamaño.

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 Nicaragua y en la región. Una breve síntesis con las principales recomendaciones realizadas a lo largo del trabajo se presentan en la Tabla 24. Todas ellas fueron 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 Nicaragua y recomendaciones en relación con el impacto del MER sobre proyectos de Energías Renovables (en particular, proyectos de hasta 10 MW).

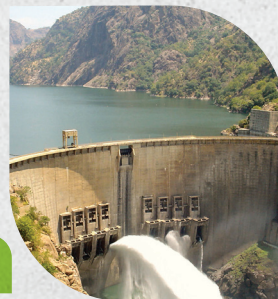
**Tabla 24 - Principales recomendaciones para la República de El Salvador**

<b>Incentivos</b>	En general existen buenos incentivos en Nicaragua. Podría explorarse la posibilidad de exonerar de cargos por transmisión a proyectos pequeños de Energías Renovables.
<b>Mecanismos de contratación y estímulo utilizados en el mundo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Implementar esquemas de Generación Distribuida</li> <li>- Implementación de ESCOs</li> <li>- Desarrollo de Feed-In Tariffs</li> <li>- Implementación de Certificados Verdes</li> <li>- Ventanillas únicas para licencias y permisos</li> <li>- Adhesión a principios internacionales prestigiosos en materia ambiental, como los lineamientos de la WCD sobre aprovechamientos hidroeléctricos.</li> </ul>
<b>EI MER</b>	Considerar posibles impactos que puedan desincentivar proyectos pequeños (mayores regulaciones destinadas a proyectos "grandes" aplicadas sobre proyectos pequeños).

<sup>47</sup> Pese a esto, todos ellos son de escalas superiores a los 10 MW.

# SECCIÓN 9

# REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



## 9. Referencias Bibliográficas

---

AEI. (2011). AEI / Nicaragua. Obtenido de <http://www.aeienergy.com/?id=201>

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

Asamblea Nacional de la República de Nicaragua. (2010). Normas Jurídicas de Nicaragua . Obtenido de Ley creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL: [http://legislacion.asamblea.gob.ni/Normaweb.nsf/%28\\$AII%29/EDAC01EF75AE44BD062572A000705807?OpenDocument](http://legislacion.asamblea.gob.ni/Normaweb.nsf/%28$AII%29/EDAC01EF75AE44BD062572A000705807?OpenDocument)

Banco Central de Nicaragua. (2010). Boletín económico Primer trimestre 2010. Managua.

Banco Central de Nicaragua. (2010). Nicaragua en Cifras 2009. Managua.

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

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

Canal 15: 100% Noticias. (29 de 10 de 2010). Canal 15/ 100% Noticias. Obtenido de Nicaragua analiza licitar contratos de Energía Eólica: <http://www.canal15.com.ni/noticia/21738>

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

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

CEPAL. (2007). Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020.

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

CEPAL. (2010). Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico. México D.F.

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

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

CNDC. (2011). Centro Nacional de Despacho de Carga. Obtenido de <http://www.cndc.org.ni>

Commision of the European Communities. (2005). The support of Electricity From Renewable Energy Sources.

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

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

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

ENATREL. (2010). Empresa Nicaragüense de Transmisión Eléctrica. Obtenido de Base Legal / Normas del Sector Eléctrico: [http://www.enatrel.gob.ni/images/blegal/se/Decreto\\_No\\_42\\_98.pdf](http://www.enatrel.gob.ni/images/blegal/se/Decreto_No_42_98.pdf)

Energía Diario. (14 de 04 de 2008). El Gobierno de Nicaragua compra el 16 por ciento de acciones a Unión Fenosa de su filial en aquel país. Obtenido de <http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article6449>

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

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

Estado de la Nación. (2008). Informe Estado de la Región 2008. Obtenido de Capítulo 13 El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional.: <http://www.estadonacion.or.cr/index.php/biblioteca-virtual/centroamerica/sinopsis/informe-iii>

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

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

INE. (2010). Instituto Nicaragüense de Energía. Obtenido de Marco Jurídico DGE / Resoluciones : <http://www.ine.gob.ni/DGE/normativas/licyconc.pdf>

Instituto Costarricense de Electricidad. (2009). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2010-2021. San José.  
MEM. (2010). Ministerio de Energías y Minas. Obtenido de Leyes / Marco Legal del MEM: <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20532-%20LEY%20DE%20GENERACION%20%20CON%20FUENTES%20RENOVABLES.pdf>

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

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

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

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

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

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







# Banco Centroamericano de Integración Económica

Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo

Departamento de Programas y Fondos Externos

[www.bcie.org](http://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](http://www.proyectoareca.org)