



# ANÁLISIS DEL MERCADO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA RENOVABLE



Banco Centroamericano de Integración Económica  
Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo  
Departamento de Programas y Fondos Externos



---

# ANÁLISIS DEL MERCADO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA RENOVABLE

---

TEGUCIGALPA, 2009.

Este estudio ha sido elaborado por la empresa consultora Pampagrass S.A., y puede ser citado libremente para propósitos sin fines comerciales, siempre que se reconozca la fuente y los derechos de los autores. Las opiniones expresadas en este documento son del autor y no necesariamente reflejan el parecer del Proyecto ARECA.



Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá  
Análisis del Mercado Nicaragüense de Energía Renovable  
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)  
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)  
Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM)  
1ª Edición.  
Reservados todos los Derechos  
© Copyright 2010, BCIE

El aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía, permitirá a la región ir sustituyendo paulatinamente el uso de combustibles fósiles y así contribuir a reducir las emisiones de gases del efecto invernadero. Este estudio de Análisis del Mercado de Energías Renovables, proporciona al lector un panorama sobre el funcionamiento del mercado energético nacional, mercados emergentes como el de carbono a nivel internacional y el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (MDL), y adiciona datos sobre el financiamiento destinado a proyectos renovables de pequeña escala, que se pueden apoyar en instrumentos financieros como el Programa de Garantías Parciales de Crédito promovido por ARECA, estimulando los desarrolladores de llevar a cabo sus proyectos en la región.

**Ing. Héctor Leonel Rodríguez**  
Coordinador Internacional  
Proyecto ARECA



# PRESENTACIÓN

**El Análisis del Mercado Nicaragüense de Energía Renovable** se presenta como un documento resultado de la implementación del Proyecto “Acelerando Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA)”. El Proyecto ARECA es implementado a nivel centroamericano por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional, siendo su ejecución enfocada a: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; trabajando en aras de reducir las emisiones de gases que causan el efecto invernadero al promover el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad, logrando realizar contribuciones al desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es el de 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 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.

**El Análisis del Mercado Nicaragüense de Energía Renovable** es parte de una serie de documentos de prospección y actualización del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable en los distintos países de la región centroamericana, que buscan presentar a una amplia comunidad de actores involucrados en el desarrollo de proyectos; con información reciente y relevante para su quehacer. De tal manera los documentos de esta serie regional siguen un patrón homogéneo, facilitando al lector el análisis de la situación de energía renovable.

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.

También se obtuvo información valiosa de entrevistas que sostuvieron miembros del equipo consultor con representantes de la banca, de los generadores y de autoridades de gobierno vinculadas con el sector de energía. Para el análisis de los costos de generación se desarrolló un modelo de cálculo que permite simular condiciones específicas de cada país así como de diversos tipos de tecnologías de generación tanto renovables como térmicas.

El documento presentado incorpora diversas secciones relevantes para el entendimiento del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable a saber:

## Contexto General:

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

## El Mercado Eléctrico y la Energía Renovable:

Parte de un análisis de estadísticas que permiten reconstruir la evolución del sector eléctrico a partir de la reforma del sector en los años 90, para analizar el clima regulatorio y normativo que crea espacios habilitantes o no para el desarrollo de proyectos en el país; a través de la presentación de las leyes y normativas relevantes que debe conocer un desarrollador de proyectos interesado en la energía renovable. De la misma manera se presentan los indicadores más importantes de la arquitectura de mercado en el que se desenvuelven los proyectos de generación interconectados a la red eléctrica..

**Costos de Generación y Precios de la Energía:** Plantea una perspectiva sobre los principales temas que acotan la relación existente entre costos de generación de proyectos de energía renovable en las escalas de hasta 10 MW, y los esquemas de precios existentes en el mercado eléctrico del país, aportando a entender los costos de generación en el país y la competitividad que tienen los proyectos renovables. A la vez se describen los espacios contractuales y de tendencias de precios pagados a generadores eléctricos en el país.

**Proyectos de Energía Renovable y Mercados de Carbono:** Presenta elementos generales del estado de situación del Mecanismo de Desarrollo Limpio a nivel internacional, regional y del país, incluyéndose el estado de situación de los portafolios de proyectos a nivel del país y los procedimientos nacionales de aprobación para el MDL, elemento sin duda clave para un desarrollador de proyectos.

**Proyectos de Energía Renovable de hasta 10 MW de potencia:** Aporta una muestra de proyectos de energía renovable de la escala relevante en diferentes etapas de desarrollo que se han identificado en el país.



**La Banca y la Energía Renovable:** Con base en estadísticas, establece el tamaño del sistema bancario, su composición por tipos de actores y el tamaño relativo de sus principales actores. Resume el resultado de entrevistas sostenidas con representantes de los principales bancos del país, que permiten entender las tendencias y posiciones de la banca local con respecto a los proyectos de generación eléctrica, particularmente los proyectos a base de fuentes renovables, y de un rango de potencia de hasta 10 MW.

**Conclusiones y Recomendaciones:** A través del uso de diagrama tipo "araña" se presentan conclusiones generales sobre el clima de desarrollo de proyectos de energía renovable en base a una serie de criterios ligados con cada uno de los ejes temáticos examinados en el documento que permiten al lector generar una visión general de la situación país y compararla con la observación de otras realidades país de la región.



## SIGLAS

ACM	Metodología consolidada aprobada para proyectos CDM
AHPPER	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable
AMS	Metodología aprobada de pequeña escala para proyectos en el CDM
BANHPROVI	Banco Hondureño para la Producción y la Vivienda
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIO	Sociedad Belga de Inversión para los Países en vías de Desarrollo
BOT	Build, Own, Transfer
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CDM	Clean Development Mechanism = Mecanismo de Desarrollo Limpio
CDM-PDD	Documento de Diseño de Proyecto para el CDM
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CH <sub>4</sub>	Metano
CII	Corporación Interamericana de Inversiones
CNBS	Comisión Nacional de Bancos y Seguros
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSSP	Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Dióxido de carbono equivalente
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DEG	Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo
DNA	Autoridad Nacional Designada
DOE	Ente Operacional Designado
ECA	Export Credit Agencies
ENNE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPC	Engineering, Procurement and Construction (contrato de construcción)
ERPA	Contrato de compra-venta para reducción de emisiones
EUETS	European Union Emission Trading System
FINNFUND	Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd
FMO	Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (Netherlands Development Finance Company)
GEI	Gases del efecto invernadero
GWh	Giga vatio hora.
IPPC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
JE	Junta Ejecutiva
JI	Joint Implementation = Implementación Conjunta
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
LMSE	Ley Marco del Sub-sector Eléctrico Hondureño
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio
mm	Milímetros
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MtCO <sub>2</sub> e	Toneladas de CO <sub>2</sub> e
MW	Megavatio.



MWh	Megavatio-hora
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PDD	Documento de Diseño de Proyecto
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PIB	Producto interno bruto
PIN	Nota de Idea de Proyecto
PPA	Power Purchase Agreement (contrato de compra de energía)
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIEPAC	Sistema interconectado de Electricidad Para América Central
SIN	Sistema Interconetado Nacional
SWERA	Solar and Wind Energy Assessment
UKETS	United Kingdom Emission Trading System
UNEP	United Nations Environmental Program
UNFCCC	Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático



# INDICE

	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	11
<b>1</b>	<b>CONTEXTO GENERAL DE NICARAGUA</b>	14
	1.1 Aspectos geográficos relevantes	14
	1.2 Clima	15
	1.3 Principales ríos y cuencas hidrográficas	15
	1.4 Recursos naturales	16
	1.5 Población	16
	1.6 Indicadores sociales	16
	1.7 Sistema de Gobierno	16
	1.8 Aspectos económicos	17
	1.9 Infraestructura de servicio	18
	1.10 Conclusiones	20
<b>2</b>	<b>EL MERCADO ELÉCTRICO DE NICARAGUA Y LA ENERGÍA RENOVABLE</b>	21
	2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Nicaragua	22
	2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico	25
	2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Nicaragua	29
	2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación	30
	2.5 Conclusiones	30
<b>3</b>	<b>COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN NICARAGUA</b>	32
	3.1 La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación	32
	3.1.1 Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica	32
	3.1.2 Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Nicaragua	32
	3.2 Precios de la energía eléctrica en Nicaragua	44
	3.2.1 Precios pagados a los generadores	44
	3.2.2 Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica	47
	3.3 Conclusiones	49
<b>4</b>	<b>PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN NICARAGUA</b>	51
	4.1 Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono	51
	4.1.1 Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	51
	4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono	52
	4.2 Marco Institucional para el MDL en Nicaragua: Actores Normativos y Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL	55
	4.2.1 Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Nicaragua	55
	4.2.2 Autoridad Nacional Designada MDL de Nicaragua: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL	55
	4.2.3 Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Nicaragua: alcance y criterios	56
	4.3 Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centro América	61
	4.3.1 Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas	62
	4.3.2 Esquemas de desarrollo de actividades de proyecto MDL y gestión de Documentos de Diseño de Proyecto (CDM-PDD) MDL en la región	63



4.3.3	Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL	68
4.3.4	Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL	69
4.4	Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable	73
4.5	Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Nicaragua y el factor de emisiones como su característica	75
4.6	Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Nicaragua	77
4.6.1	El MDL en el Mundo	78
4.6.2	El MDL en Latinoamérica y el Caribe	81
4.6.3.	El MDL en Centroamérica	82
4.6.4.	El MDL en Nicaragua	85
4.6.5.	Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en Nicaragua	86
<b>5</b>	<b>PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA</b>	88
<b>6</b>	<b>LA BANCA NICARAGÜENSE Y LA ENERGÍA RENOVABLE</b>	89
6.1	Estadísticas generales del sector	89
6.2	La banca nicaragüense y los proyectos de generación eléctrica	92
6.3	Conclusiones	93
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	95
ANEXO 1.	Mapas	97
ANEXO 2.	Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.	103
ANEXO 3.	La banca multilateral y el sector eléctrico	106
ANEXO 4.	Las bolsas de valores de Centroamérica.	108
ANEXO 5.	Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento	112
ANEXO 6.	Indicadores utilizados en sección de conclusiones	114



## RESUMEN EJECUTIVO

**1.** Con una superficie de 120 mil km<sup>2</sup> y una población de 5.7 millones, Nicaragua es el país más grande de Centroamérica. Sin embargo, tiene por mucho la economía más pequeña de la región. Su producto interno bruto es menos de la mitad del de Honduras (la segunda economía más pequeña del área). Su densidad de población de 47 habitantes por km<sup>2</sup> sólo supera la de Panamá (de 45 habitantes por km<sup>2</sup>). Presenta una serie de retos de desarrollo, no sólo desde el punto de vista de desarrollo económico, sino también desde el punto de vista de desarrollo humano, de derechos políticos y de libertades civiles. Todo eso suma a que sea un país con un clima de inversiones deprimido, con un nivel de competitividad muy bajo, y con una calificación de crédito país también deficiente. Se ha podido determinar una alta correlación de estos factores con los niveles de cobertura y de consumo eléctrico, por lo que no sorprende constatar que en estos dos indicadores, el país presenta rezagos importantes con respecto al resto de la región.

**2.** La Ley de la Industria Eléctrica, promulgada en 1998, sentó las bases para la participación del sector privado en la industria eléctrica nicaragüense, tanto en generación como en distribución. Como consecuencia de la reforma surge un mercado mayorista, el cual consta de un mercado de contratos y de un mercado de ocasión, existiendo diversos tipos de actores que participan en la industria eléctrica.

Han transcurrido 11 años desde la promulgación de la Ley, pero la inversión tanto en generación como en transmisión y distribución ha sido insuficiente para atender las necesidades de un país en el cual todavía un 39% de la población carece de interconexión a la red. La red de transmisión es obsoleta, los niveles de pérdidas (técnicas y no técnicas) es muy elevado, la empresa distribuidora privada ha mostrado dificultades financieras que han llevado al Gobierno a pedir una participación accionaria en dicha empresa. El escaso régimen de lluvias y la obsolescencia de algunas de las centrales han obligado a la contratación reciente de emergencia de 120 MW de plantas térmicas.

El incremento en capacidad desde la promulgación de la Ley se ha dado principalmente en plantas de generación a partir de combustibles fósiles. En segundo nivel de importancia se han instalado plantas de generación a partir de bagazo de caña. El importante potencial para generar energía a partir de fuentes renovables sigue sin explotar. Además del potencial en recurso hídrico, Nicaragua es el país centroamericano con mayor potencial en geotermia y en recurso eólico.

El Gobierno ha venido tomando medidas para mejorar la crítica situación: en abril de 2005 se dio la promulgación de la Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables, la cual contiene los incentivos tanto de naturaleza fiscal como derechos prioritarios de las energías renovables en la contratación con distribuidoras. De momento, se nota poca respuesta a dichos incentivos, tal vez debido a que los mismos son recientes.

Por otro lado, el MEM elaboró un ambicioso Plan de Expansión de la Generación (PEG), que aspira a la duplicación en la capacidad instalada para el año 2015, y a un incremento sustancial en el aporte de fuentes renovables. Para cumplir con el plan, debería darse un incremento en capacidad instalada superior al 10% anual. Esta expansión debería cubrir la proyección de la demanda, la cual refleja un crecimiento anual del 6,1% para el período 2008-2022.

**3.** Las simulaciones realizadas sobre costos de generación comparativos para la energía renovable en Nicaragua para las escalas de interés de este estudio de mercado indican que en general las distintas tecnologías de generación renovable son competitivas con los costos de generación de otras tecnologías de generación como las basadas en combustibles fósiles. Sin embargo pareciera que las tecnologías más habilitantes en la escala de 0-10 MW serán las de energía biomásica basada en residuos disponibles y la de hidroelectricidad. Otras tecnologías como las de viento y geotérmica son interesantes pero en general se nota que los proyectos de estas son de mayor escala de potencia instalada total.



La tasa de retorno sobre capital accionario estimada para inversiones en la industria eléctrica en Nicaragua es del orden del 23,5% y se sitúan entre las más altas de la región centroamericana, lo que es debido a la percepción de riesgo de inversión en el país.

Aún cuando el marco regulatorio del país y la operación de sus mercados ha mejorado con el tiempo, continua habiendo vulnerabilidades importantes de la política económica de las instituciones de la industria eléctrica del país; en especial en los aspectos normativos, y de transmisión/distribución.

Las señales de precios para generadores renovables con interés de participación en el sector están en el rango de US\$65-85/MWh, siendo importante mencionar que recientemente un proyecto eólico ha podido obtener una señal tarifaria en el rango superior valorado.

**4.** Como los otros países de la región centroamericana, la participación de Nicaragua en el MDL ha sido modesta en el número de proyectos, sin embargo los proyectos desarrollados de energía renovable en los últimos 5 años han acudido al mercado de carbono para tratar de obtener beneficios económicos adicionales que generalmente se usan para apoyar el flujo de caja de los proyectos y también para apoyar beneficios locales a la sostenibilidad ambiental. Sigue notándose que el financiamiento del carbono es decir la venta de las reducciones de emisiones de proyectos sigue estando desligada de los temas de financiamiento de proyecto, y es más la venta de un “commodity” que no está relacionado con la estructuración financiera de los proyectos. El MDL programático podría ser una interesante oportunidad para reducir costos de transacción pero no se detecta actividad en este sentido en el país.

Nicaragua cuenta con la infraestructura institucional adecuada para la participación en el MDL, y existen procedimientos claros para la obtención de cartas de aprobación nacional MDL.

**5.** El aporte que están haciendo las centrales de energía renovable al parque de generación de Nicaragua es muy pequeño. En la actualidad, hay dos plantas de hasta 10 MW integradas al SIN, una pequeña hidroeléctrica de 0.9 MW y una geotérmica de 10 MW, que representan un 1.24% de la capacidad instalada total. Se identificaron un total de 14 proyectos en diferentes etapas de desarrollo con una capacidad total de 66.7 MW. Si estos proyectos estuvieran hoy en día en operación, representarían un 8.0% de la capacidad instalada total. Se puede concluir entonces que, si bien las pequeñas centrales deben ser consideradas como una fuente importante de energía (principalmente en regiones alejadas de los mayores centros de población), su contribución a la solución de falta de capacidad del país es pequeña, ya que representaría apenas el crecimiento proyectado para uno año dentro del Plan de Expansión de Generación (PEG).

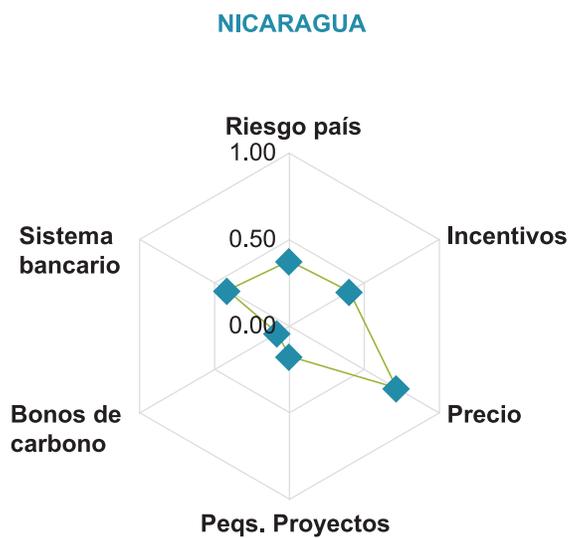
**6.** El sistema bancario nicaragüense es muy reducido en cuanto a los activos totales (por mucho, el menor de la región) y en cuanto al número de actores (sólo 8 bancos). El banco más grande del país apenas supera los US\$ 1 mil millones en activos totales. Sin embargo, el tamaño del sistema bancario guarda proporción con el tamaño de la economía del país. Si bien la banca internacional está presente en esta plaza, el predominio del sector todavía está en manos de bancos nicaragüenses.

La banca del país ha tenido una muy limitada relación con proyectos de generación de energía. Esto, por un lado, debido a que el sector privado del país ha mostrado muy poca actividad en proyectos de energías renovables de pequeña escala (de hasta 10 MW). Los proyectos renovables que se han desarrollado a nivel privado son de mediana escala (uno geotérmico de 10 MW y otro de 77.5 MW y un eólico de 40 MW), y la capacidad de la banca para participar en proyectos de estos tamaños es limitada. Por otro lado, la banca tiene muy limitada capacidad para otorgar financiamiento a plazos mayores a 4 ó 5 años. Las tasas de interés para préstamos en dólares, que según consulta a banqueros del país aplicarían a proyectos de largo plazo se ubican entre un 12 y un 14% (las más altas de la región). El nivel de tasas es consistente con la baja calificación de crédito país que Institutional Investor le asigna a Nicaragua.

Dada la limitada capacidad de la banca nicaragüense, tanto en monto como en plazos, las agencias multilaterales de crédito y bancos de desarrollo de países desarrollados son los llamados a jugar un papel importante en el desarrollo de este sector, ya sea mediante su participación directa, o mediante el otorgamiento de líneas de crédito que les permita a los bancos locales otorgar financiamientos en las condiciones de plazo requeridas por el sector de generación.



7. Al final de este estudio se presenta un análisis de indicadores relevantes para la observación del clima general de los proyectos renovables en la escala de menos de 10 MW, acorde con los objetivos del Proyecto ARECA. Mediante un diagrama de tipo “araña” se logra un vistazo a la situación observada en Nicaragua, a través de observación cruzada con las realidades de otros países de la región.



# 1. CONTEXTO GENERAL DE NICARAGUA

## PRINCIPALES INDICADORES

Capital	Managua
Superficie total	120,254 km <sup>2</sup>
Población total	5,68 millones
División territorial	15 departamentos, 2 regiones autónomas, 153 municipios
Línea costera	910 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda	Córdoba. 1 US\$ = 20.0883 C\$ (31-mar-09)
PIB total	US\$ 6,717 millones (2008 preliminar, precios corrientes)
PIB per cápita US\$	1,183 (2008 preliminar, precios corrientes)
Calificación de Crédito País	22.0 (marzo 09)
Expectativa de vida	71 años
Analfabetismo	31.9%



### Índices

- De desarrollo humano	0.710 (posición 110 entre 177 países)
- De competitividad, 08/09	3.41 (posición 120 entre 134 países)
- De derechos políticos	3 (1=libre, 7= no libre)
- De libertades civiles	3 (1=libre, 7= no libre)
- Estatus Freedom House	Parcialmente libre
Índice de cobertura eléctrica	61.2%
Uso de energía eléctrica	559 kwh/cápita



Fuentes: Ver pie de página<sup>1</sup>

Una serie de indicadores sobre la geografía, la economía y lo social en el país pretenden aportar algunos elementos preliminares de análisis sobre la situación de Nicaragua. Se encontrará además en este capítulo una reseña sobre el sistema de gobierno, tal y como lo estipula la Constitución Política y una breve descripción sobre la geografía física y sobre el clima del país. Se presenta información sobre los recursos naturales, particularmente sobre la cuantificación de la disponibilidad de recursos renovables para la generación de electricidad. La sección cierra con datos de población, indicadores sociales y económicos, que permitirán algunas conclusiones generales enfocadas al tema central de este trabajo, que son las energías renovables.

### 1.1. Aspectos geográficos relevantes

La parte occidental del país 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, Managua y Masaya.

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.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Población total (2008), PIB, PIB per cápita: CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. (<http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>)

Tipo de cambio: Banco Central de Nicaragua. <http://www.bcn.gob.ni/index.php>

Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009. Con datos de Institutional Investor.

Expectativa de vida: Organización Mundial de la Salud

Analfabetismo: CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe, con datos de UNESCO

Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008. ([http://hdr.undp.org/en/media/HDR\\_20072008\\_SP\\_Complete.pdf](http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf))

Índice de Competitividad: Foro Económico Mundial

Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Datos de 2007, Freedom House [www.freedomhouse.org](http://www.freedomhouse.org)

Cobertura Eléctrica: CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

Uso de energía eléctrica: Cálculo propio con datos de CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

<sup>2</sup> Encyclopedia Britannica <http://www.britannica.com>



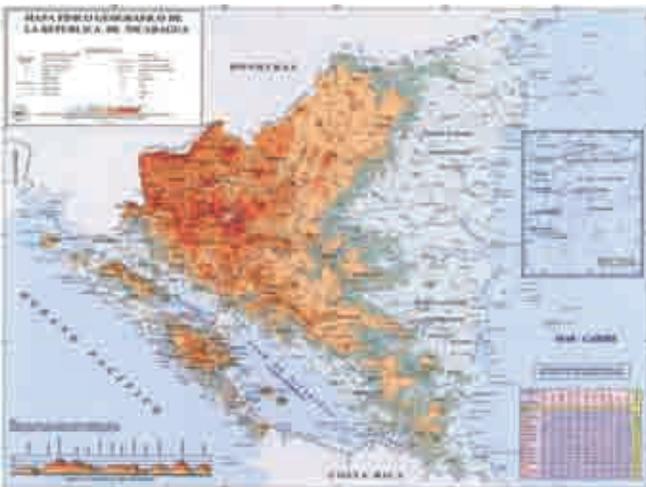
### 1.2. Clima<sup>3</sup>

El clima es ligeramente más fresco y mucho más húmedo en el Este que en el Oeste. La zona del Pacífico se caracteriza por una estación lluviosa que se extiende de mayo a noviembre. La temperatura promedio se ubica alrededor de los 27 °C, y la precipitación alrededor de los 2,000 mm anuales. En la zona del Caribe, la estación seca es más corta (marzo a mayo), con una temperatura promedio similar a la registrada en el lado Pacífico. Sin embargo, la precipitación es mucho mayor, alcanzando promedios de 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.

En el Anexo 1 se presentan mapas de precipitación, temperatura y otros mapas climáticos de interés.

**Mapa 1.1**

**Relieve de Nicaragua**



### 1.3. Principales ríos y cuencas hidrográficas<sup>4</sup>

En Nicaragua las cuencas hidrográficas se pueden agrupar en dos grandes vertientes: la del Mar Caribe, que abarca 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 desaguan 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 son en general, de corto recorrido; en cambio los ríos que desaguan directamente al Mar Caribe tienen 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.

El Mapa 1.2 presenta las cuencas hidrográficas de Nicaragua. A continuación, los nombres de las principales cuencas, y el número con que se identifican en el mapa.

- Río Coco (45)
- Río Ulang (47)
- Río Wawsa (49)
- Río Kukulawya (51)
- Río Prinzapolka (53)
- Río Grande de Matagalpa (55)
- Río Kurinwas (57)
- Entre Ríos Kurinwas y Río Escondido.
- Río Escondido (61)
- Entre Río Escondido y Río Punta Gorda (63)
- Río Punta Gorda (65)
- Entre Río Punta Gorda y Río San Juan (67)
- Río San Juan (en Nicaragua) (69)

**Mapa 1.2**

**Cuencas hidrográficas de Nicaragua**



<sup>3</sup> Encyclopedia Britannica <http://www.britannica.com>

<sup>4</sup> Fuente del mapa de cuencas: [www.ineter.gob.ni](http://www.ineter.gob.ni)

### 1.4. Recursos naturales

Los recursos naturales energéticos renovables del país han sido estimados de la siguiente forma.<sup>5 6.</sup>

	TOTAL	INSTALADA
Hidroeléctrico	1,760	105
Geotérmico	1,200	88
Eólico	600	

Fuente: Elaboración propia con datos de Estado de la Región 2008 y CEPAL

Si bien el recurso hidroeléctrico identificado en Nicaragua es menor al de la mayoría de los países de la región, destaca en cuanto al potencial geotérmico y eólico, en los que supera a todos los demás países.

Nicaragua cuenta con 76 áreas protegidas, con un área total de 2.231.273 hectáreas, la cual representa un cerca de un 19% de la superficie del país. La responsabilidad por la administración de dicha red recae en la Dirección General de Áreas Protegidas, del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. En el Anexo 1 se presenta un mapa con la ubicación de las zonas protegidas del país.

### 1.5. Población

La población total de Nicaragua asciende a 5.46 millones (2008). Su densidad de población es de 47 habitantes por km2. Según datos de CEPAL (2005), el 47.8% de la población es urbana.<sup>7</sup> La población ha crecido entre los años 2000 y 2008 a un ritmo de 1,33%<sup>8.</sup>

### 1.6. Indicadores sociales

Nicaragua es un país de desarrollo humano medio, de acuerdo al índice publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Esta es una medida estándar para medir la calidad de vida, sobre todo en términos de esperanza de vida, educación e ingreso por habitante. En la encuesta publicada por el PNUD en el año 2008 (con datos del 2006) ocupó la posición número 110 entre 177 países, con una calificación de 0.710.<sup>9</sup> Sus habitantes tienen una expectativa de vida

de 71 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 28 por cada 1000 niños nacidos vivos.<sup>10</sup>

Reporta una tasa de alfabetización cercana al 68%. En el año 2005 registró un 61.9% de población en condiciones de pobreza, y un 31.9% de población en condiciones de indigencia.<sup>11</sup>

### 1.7. Sistema de gobierno

**Presidente actual:** Daniel Ortega Saavedra  
**Partido político:** Frente Sandinista de Liberación Nacional  
**Período presidencial:** Enero 2007 a enero 2012  
**Próximas elecciones:** Noviembre 2011

El Gobierno lo ejercen tres poderes: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial.

El Poder Legislativo lo ejerce la Asamblea Nacional, la cual está integrada por noventa Representantes. Estos serán elegidos para un período de seis años. También forman parte de la Asamblea Nacional como 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 5 partidos, siendo los de más peso 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 de las Fuerzas de Defensa y Seguridad de la Nación. Cuenta con un Vicepresidente. El Presidente y el Vicepresidente de la República ejercerán sus funciones durante un período de seis años. El Presidente de la República determina el número, organización y competencia de los ministerios de Estado.

<sup>5</sup> Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible.

<http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/capitulosPDF/Cap11.pdf>

<sup>6</sup> CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos provisionales 2008)

<sup>7</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>8</sup> Cálculo propio sobre datos de CEPAL-STAT

<sup>9</sup> Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008.

[http://hdr.undp.org/en/media/HDR\\_20072008\\_SP\\_Complete.pdf](http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf)

<sup>10</sup> Organización Mundial de la Salud. <http://apps.who.int/whosis/data/Search.jsp>

<sup>11</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>



La Corte Suprema de Justicia se integrará con siete Magistrados como mínimo, elegidos por la Asamblea Nacional, de ternas propuestas por el Presidente de la República. El período de los Magistrados será de seis años.

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 seis años.<sup>12</sup>

### 1.8. Aspectos económicos

**Producción:** El producto interno bruto (PIB) alcanzó en el año 2008 (cifras preliminares) un total de US\$6,717 millones (precios corrientes)<sup>13</sup>. Su ritmo de crecimiento ha venido descendiendo. Mientras que en el año 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 y 3.0% en 2008.<sup>14</sup>

Este país se caracteriza, a nivel de Centroamérica, por la mayor participación relativa del sector agrícola dentro de su producción total, con un 16.9% de la producción total. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 16.5%. El sector terciario (de servicios) representa un proporción importante de la producción, con un 43.5% de la producción.<sup>15</sup> Durante el período 2000-2007, destacaron en términos de crecimiento los sectores de construcción y de intermediación financiera.

**Sector externo:** La economía nicaragüense refleja un índice de apertura bajo, aunque creciente. El índice calculado por el Banco Mundial para este país pasó de 0.40 en el año 2000 a 0.57 en el 2006. Este índice resulta de la relación entre la suma de exportaciones más sus importaciones y el PIB<sup>16</sup>.

Sus exportaciones totales alcanzaron en el año 2007 un total de US\$2.313,2 millones, muy inferiores a las importaciones, que en el mismo año alcanzaron un total de US\$4.078,0 millones, dejan 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 año 2007 de apenas US\$335,3 millones<sup>17</sup>. Las remesas familiares son también proporcionalmente bajas, habiendo alcanzado en ese mismo año US\$739,9 millones<sup>18</sup>.

**Competitividad:** En términos de competitividad, medida de acuerdo al índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país se encuentra rezagado, ocupando la posición 120, con una calificación de 3.41 para el período 2008-2009. Su posición dentro del escalafón se ha desmejorado, ya que en el período 2007-2008 ocupaba la posición 111.<sup>19</sup>

**Tipo de cambio:** El tipo de cambio oficial del córdoba con respecto al dólar se ha venido devaluando a un ritmo muy cercano al 5% a lo largo de los últimos 2 años. En el primer trimestre de este año alcanzó una relación de 20.0883 córdobas por dólar, manteniéndose dentro del ritmo de devaluación observado en los años anteriores.<sup>20</sup>

### Perspectiva económica<sup>21</sup>:

El déficit fiscal durante 2008 fue moderado. La ayuda exterior, particularmente la proveniente de Petrocaribe, ha sido de relevancia. Para el presente año se debe anticipar un déficit fiscal mayor, debido a menores ingresos y a gastos mayores que son parte de las medidas para contrarrestar los efectos de la crisis económica global. Se ha dado una tendencia hacia la baja en la inflación que en febrero fue de 10.8% (18.9% en 2008), algo que resulta benéfico; pero también se ha dado una reducción en las exportaciones que en enero de 2009 reportaron una caída de -19.2% (32.6% en 2008), así como de las importaciones por -26.3% (45.8% en 2008), a pesar de reducir los derechos arancelarios de importación sobre un conjunto de alimentos. Los organismos internacionales han manifestado preocupación por la disposición del gobierno al querer cubrir parte de su déficit con las reservas internacionales, que en su oportunidad era subsanados con recursos provenientes de países donantes. Esto porque el Banco Interamericano de Desarrollo ha dejado claro que no podría otorgar una línea de crédito no concesional al gobierno nicaragüense, que según el organismo,

<sup>12</sup> Constitución Política de la República de Nicaragua, publicada en Managua el 9 de enero de 1987. <http://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Nica/nica87.html>

<sup>13</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>14</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.

<sup>15</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>16</sup> Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 13. El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional, con datos del Banco Mundial.

<sup>17</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.

<sup>18</sup> Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. Sistema de Información Macroeconómica y Financiera Regional (SIMAFIR) <http://www.secmca.org/simafir.html>

<sup>19</sup> Foro Económico Mundial. <http://www.weforum.org/pdf/gcr/2008/rankings.pdf>

<sup>20</sup> Banco Central de Nicaragua. <http://www.bcn.gob.ni/index.php>

<sup>21</sup> Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009



es la única a la que podría aplicar el país, aunque estudian otras opciones que resulten viables. Pese a esto, desde hace un año la calificación de *Moody's* al riesgo país de Nicaragua se encuentra sin variación en Caa1 con tendencia estable. Entre tanto, *Institutional Investors* modificó su calificación de riesgo en 22.0% (21.3% septiembre de 2008).

### 1.9. Infraestructura de servicio.<sup>22</sup>

En esta sección se hará referencia a la infraestructura en términos de puertos, aeropuertos, carreteras y telecomunicaciones. En el Capítulo 3 se hará referencia a la infraestructura eléctrica.

<b>Principales puertos:</b>		
Corinto, Sandino y San Juan del Sur (Pacífico) Puerto Cabezas y El Bluff (Caribe)		
<b>Aeropuertos internacionales</b>		
Aeropuerto Internacional Augusto C. Sandino		
<b>Red de Carreteras</b>		
Red de Carreteras	19,036 km (total) (2005)	
Pavimentadas:	2,299 km (12.1%)	
Sin Pavimentar:	17,737 km (87.9%)	
Km/ mil Habitantes:	3.35	
Km/ Km2 Territorio:	0.15	
<b>Telefonía</b>		
Líneas fijas	247 mil (2006)	
Líneas celulares	2.12 millones (2007)	
Usuarios de Internet	155 mil (2006)	

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 de 2008<sup>23</sup>. 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, 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, o sea, de llevar a cabo el proyecto; tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país y que éstos contribuyan a la competitividad; capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen; desempeño de largo plazo de los proyectos; la 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 1.2 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.

<sup>22</sup> Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>

<sup>23</sup> América Economía, 30 noviembre 2008. Se busca un modelo. [http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-unmodelo\\_note.aspx](http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-unmodelo_note.aspx)



**TABLA 1.2** Calificación de infraestructura de servicios

		GT	SV	HN	NI	CR	PA
Calificación general		39.75	47.26	36.00	30.80	42.58	63.93
	Posición	14	10	17	22	11	2
Eléctrica		11.30	10.82	12.00	9.87	13.55	14.81
	Posición	16	17	15	21	12	8
Logística		5.76	4.90	4.66	2.21	6.98	11.88
	Posición	15	17	18	23	12	3
Agua		3.20	3.62	3.26	2.42	5.67	5.46
	Posición	20	17	19	22	91	10
Telecomunicaciones		8.26	10.08	9.24	9.10	11.48	8.96
	Posición	19	14	15	16	10	18

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.

Teniendo en cuenta que el tema medular de este documento es el de la energía como disparador de desarrollo, se consideró apropiado cuantificar entonces las relaciones entre el grado de cobertura en el servicio eléctrico y el consumo de energía por habitante, por un lado, y algunos indicadores de desarrollo seleccionados, que se muestran en la tabla 1.3. Para tal efecto, se realizó un análisis de correlación con datos de los 6 países de la región.

**TABLA 1.3** Electrificación y Desarrollo

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Población total, en miles (2008)	13,677	7,224	7,322	5,677	4,550	3,391
Índice de electrificación	83.7%	84.4%	71.4%	61.2%	99.2%	87.8%
Consumo eléctrico (kwh/habitante/año)	579	791	931	559	2,069	1,830
PIB / habitante a precios corrientes de mercado (US\$)	2,886	3,102	1,956	1,183	6,557	6,823
Índice de desarrollo humano	0.663	0.722	0.667	0.690	0.838	0.804
Población rural	50.0%	42.2%	52.2%	43.0%	37.4%	34.2%

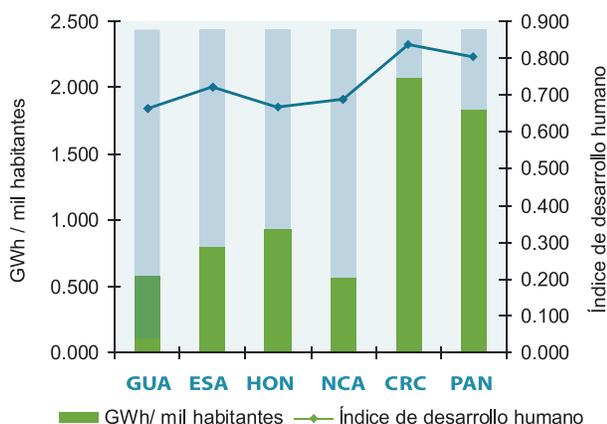
A continuación se presentan algunos de los índices sometidos al análisis, y los coeficientes de correlación resultantes:

- PIB per cápita / índice de cobertura eléctrica 85.9%
- PIB per cápita / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 93.5%
- Índice de desarrollo humano / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 94.2%
- % población rural / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) -73.6%<sup>24</sup>

<sup>24</sup> Cálculos propios sobre datos de CEPAL

Los cálculos anteriores permiten concluir que hay una correlación clara entre el grado de cobertura eléctrica y el consumo de electricidad, por un lado, y algunos indicadores de desarrollo seleccionados. Permiten también concluir que el bajo consumo de electricidad está asociado a una mayor población rural.

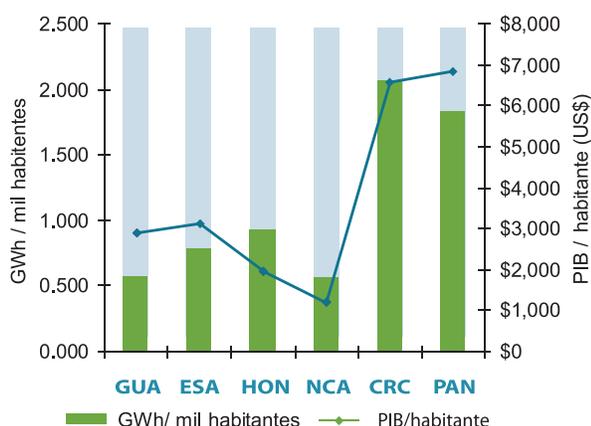
**FIG. 1.1** Desarrollo humano y consumo eléctrico



todos sus vecinos, resultando también en altos índices de pobreza y bajos índices de desarrollo humano. Un 62% de sus 5.7 millones de habitantes viven en la pobreza. Si bien el porcentaje de población rural no es tan alto como en otros países de la región, hay población muy dispersa en su amplia geografía. El ritmo de crecimiento en los años anteriores a la crisis financiera mundial fue moderado, ubicándose por debajo del 4% anual. Con el advenimiento de la crisis, el desempeño económico se ve comprometido. Ya en 2008 el crecimiento mostró un descenso a 3%.

Es procedente reseñar en este contexto el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008 sobre los modelos de inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, Nicaragua se ajusta a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agroexportación y la industria de maquila textil, b) la “exportación de personas” y el 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<sup>25</sup>.

**FIG. 1.2** Ingreso por habitante y consumo eléctrico



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 en esta sección: 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 analizar que, si bien Nicaragua ha logrado algunas mejoras en el grado de cobertura eléctrica, es el país más rezagado de la región en este particular. Cerca de un 39% de su población no tiene acceso al servicio, y el consumo eléctrico por habitante de apenas 559 kwh/cápita/año es menos de un tercio del que se observa en los países más desarrollados del istmo<sup>26</sup>

Nicaragua tiene una tarea importante por realizar en relación a desarrollar su infraestructura eléctrica como catalizador de procesos de desarrollo social, económico y humano.

**1.10. Conclusiones**

El más grande de Centroamérica en términos de superficie, tiene por mucho la economía más pequeña de la región. Su producto interno bruto de US\$6,717 millones es menos de la mitad del de Honduras. Y en términos de ingreso por habitante se ubica bastante por debajo de

<sup>25</sup> Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 13 El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/paginas/indice.html>

<sup>26</sup> CEPAL Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados 2007)



## 2. EL MERCADO ELÉCTRICO DE NICARAGUA Y LA ENERGÍA RENOVABLE.

Población total (millones)	5,68					
Generación total (2008) GWh	3,176					
Uso de energía (KWh / cápita)	559					
	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Cobertura eléctrica	44.7%	45.4%	46.2%	57.2%	61.2%	n.d
<b>Evolución reciente de la capacidad instalada (MW)</b>						
Hidro	103	103	103	104	105	105
Geotérmica	70	70	70	88	88	88
Cogeneración	0	10	30	127	127	127
Vapor	175	166	158	170	230	230
Diesel	0	0	192	190	190	251
Gas	15	41	81	79	79	79
Total	363	391	633	758	819	880
Porcentaje de capacidad renovable	47.7%	46.9%	32.1%	42.1%	39.0%	36.3%
Demanda máxima	253	327	397	483	507	506
<b>Evolución reciente de la generación neta (GWh)</b>						
Hidro	402	398	204	426	301	530
Geotérmica	363	281	121	241	211	290
Cogeneración	0	10	33	273	307	338
Vapor	482	841	681	599	832	828
Diesel	0	0	999	1,243	1,177	1,177
Gas	5	88	58	25	107	14
Total	1,251	1,618	2,096	2,808	2,935	3,176
Porcentaje de generación renovable	61.2%	42.6%	17.1%	33.5%	27.9%	36.4%
Generación neta pública (GWh)	1,251	1,608	942	630	722	920
Generación neta privada (GWh)	0	10	1,153	2,178	2,212	2,256
Generación neta privada (%)	0.0%	0.6%	55.0%	77.6%	75.4%	71.0%
Pérdidas del sistema	17.6%	29.6%	31.9%	29.3%	28.4%	n.d
Técnicas					10.0%	
No técnicas					18.0%	

Fuente: CEPAL - Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008) (Preliminar)  
El desglose de pérdidas proviene del Ministerio de Energía y Minas, Guía del Inversionista, 2009.

Este capítulo inicia con un análisis del mercado eléctrico nicaragüense, a partir de cifras y estadísticas disponibles en medios públicos. Se analiza el tamaño, la composición y la evolución de la matriz de generación, así como el aporte que ha hecho cada una de las distintas tecnologías presentes en el mercado. Se valora la participación de la energía renovable, tanto desde el punto de capacidad instalada como de producción. Como elemento importante de este análisis, se enfoca el progreso habido en la cobertura eléctrica, que a fin de cuentas es uno de los factores de desarrollo más relevantes. Se establece la evolución de la generación pública y privada, que se ha dado como resultado de las reformas al marco legal que regula al sector. También se

identifican los actores encada uno de los segmentos de mercado.

Siempre dentro de la primera sección se incluye la proyección de la demanda y de la oferta, comprendida dentro del Plan de Expansión de Generación, elaborado por la autoridad competente.

En la segunda sección de este capítulo se detallan las leyes y normas principales que rigen el sector eléctrico, y se presentan los aspectos más relevantes de ellas. Así mismo, se ilustra la organización del sector eléctrico, y hace referencia al papel que cumplen el rector y el regulador.



A continuación, en la tercera sección, se explica el funcionamiento del mercado eléctrico, incluyendo conceptos como nivel de apertura, segmentos del mercado (mayorista y de ocasión), administración y despacho. Se presenta una cuarta sección que describe los trámites y permisos requeridos para la instalación de centrales de generación renovables.

Este capítulo cierra con conclusiones relativas al mercado eléctrico, particularmente a la participación de proyectos renovables de hasta 10 MW.

## 2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Nicaragua.

La Ley de la Industria Eléctrica, promulgada en 1998, sentó las bases para la participación del sector privado en la industria eléctrica nicaragüense, tanto en generación como en distribución. A partir ese momento se observa crecimiento en la capacidad de generación en el sistema interconectado nacional, que a su vez ayudó a mejorar la cobertura del servicio eléctrico. Este indicador pasó de un 45% en el año 1995 a un 61% en el año 2007. Desafortunadamente, el crecimiento en capacidad se dio mayoritariamente mediante plantas no renovables. La cogeneración a partir de bagazo de caña también ha jugado un papel importante en ese período. La capacidad instalada hidroeléctrica no aumentó en todo ese período, y la geotérmica sólo en 18 MW. Estas dos últimas fuentes de energía representaron en 2008 tan solo un 25% de la generación total. Es importante destacar también el comportamiento errático que ha mostrado la generación hidroeléctrica.

Durante el período de junio a octubre del año 2007, la capacidad efectiva instalada de generación descendió a menos de 500 MW, debido al escaso régimen de lluvias que limitó el uso de las plantas hidroeléctricas y a las fallas en las plantas de generación más antiguas, ocasionando sustanciales racionamientos que afectaron la vida económica del país.

Para enfrentar esta crisis, el Gobierno de Nicaragua decidió con carácter de urgencia la instalación de 60 MW en motores de combustión a base de diesel y en el año 2008 se instalaron 60 MW a base de bunker<sup>27</sup>.

Según las estadísticas de CEPAL del 2008, el parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Nicaragua está conformado por 17 centrales con una capacidad instalada conjunta de 879.7 MW. De esas 17 hay 3 hidroeléctricas (12.0% de la capacidad total), 2

geotérmicas (9.9% de la capacidad total), 10 centrales a base de hidrocarburos (63.7% de la capacidad total) y 2 centrales de cogeneración (14.4% de la capacidad total). Durante el presente año se dará una importante adición en energía renovable, con el inicio de operación de la primera central eólica del país. Se trata de la central conocida como Amayo, con una capacidad cercana a los 40 MW. Hay dos centrales en el rango de hasta 10 MW: la geotérmica San Jacinto Power, con 10 MW, y la pequeña hidroeléctrica ATDER- Benjamín Linder, con 0.9MW.

<sup>27</sup> MEM Guía del Inversionistas. Invirtiendo en el Sector Eléctrico de Nicaragua. 2009 [http://www.mem.gob.ni/media/file/ELECTRICIDAD%20Y%20RECURSOS/R-RENOVABLES%20C-ENERGIA/Guia%20del%20Inversionista%20Sector%20Elctrico%20de%20Nicaragua%20con%20anexo%20Licencia%20y%20Concesiones%20%20\\_actualizacion%20FEB%2009\\_%2014abr09.pdf](http://www.mem.gob.ni/media/file/ELECTRICIDAD%20Y%20RECURSOS/R-RENOVABLES%20C-ENERGIA/Guia%20del%20Inversionista%20Sector%20Elctrico%20de%20Nicaragua%20con%20anexo%20Licencia%20y%20Concesiones%20%20_actualizacion%20FEB%2009_%2014abr09.pdf)



TABLA .2.1

## NICARAGUA: EMPRESAS ELÉCTRICAS GENERADORAS EN OPERACIÓN, 2008

	Número de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Generación Neta (GWh)
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>879.7</b>	<b>3,176.2</b>
<b>Sistema Nacional Interconectado</b>	17	879.7	3,176.2
<b>Mercado Mayorista</b>	17	879.7	3,176.2
<b>Empresas Públicas</b>	<b>7</b>	<b>354.4</b>	<b>920.0</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>2</b>	<b>104.4</b>	<b>525.8</b>
Generadora Hidroeléctrica (HIDROGESA)	2	104.4	525.8
<b>Térmicas</b>	<b>5</b>	<b>250.0</b>	<b>394.2</b>
Empresa Generadora Eléctrica Central (GECSA)	4	243.6	382.6
Generadora San Rafael (GESARSA)	1	6.4	11.6
<b>Empresas Privadas</b>	<b>10</b>	<b>525.3</b>	<b>2,256.3</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>0.9</b>	<b>3.7</b>
ATDER-Benjamín Linder	1	0.9	3.7
<b>Geotérmica</b>	<b>2</b>	<b>87.5</b>	<b>289.8</b>
Ormat Momotombo Power Plant	1	77.5	218.4
San Jacinto Power	1	10.0	71.5
<b>Térmicas</b>	<b>7</b>	<b>436.9</b>	<b>1,962.7</b>
Central Eléctrica Nicaragua, S.A.	1	63.9	153.5
Empresa Energética de Corinto, S.A.	1	74.0	518.8
Empresa Generadora Eléctrica Occidental	2	120.0	559.6
Ingenio Monte Rosa	1	67.5	148.0
Nicaragua Sugar Estates	1	59.3	189.9
Tipitapa Power Company	1	52.2	393.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares.

En el sector de generación hay dos actores predominantes: por un lado está la empresa estadounidense AEI<sup>28</sup>, propietaria de Tipitapa Power Company y de la Empresa Energética de Corinto, que en conjunto generaron en 2008 un 28.7% de la energía del SIN, y por otro lado las empresas estatales, que generaron en 2008 un 29% del total. La participación de centrales estatales dentro del total varía año con año, antes que nada por las variaciones importantes en generación que reporta Generadora Hidroeléctrica (HIDROGESA).

Dentro del Sistema Interconectado Nacional se encuentran 2 centrales de fuente renovable en el rango de hasta 10 MW: una pequeña hidroeléctrica de 0.9 MW, y una geotérmica de 10 MW. El Sistema Nacional de Transmisión está integrado por 61 subestaciones de transformadoras y un total de 1.870 km de líneas de transmisión, 320 km de líneas de 230 kV (que conectan también con los países vecinos), alrededor de 900 km de líneas de 138kV y 650 km. más de líneas de 69kV. La transmisión está a cargo de la estatal Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

Fuentes calificadas indican que el sistema de transmisión nicaragüense, por su grado de cobertura y por su obsolescencia, constituye una limitante importante para la interconexión de proyectos al SIN: El sistema de distribución, que consiste en el manejo y el mantenimiento de todas las líneas y todas las transformadoras por debajo de 69kV, se privatizó en el año 2000 pasando a manos de la empresa española Unión Fenosa. Sin embargo, el actual Gobierno de Nicaragua se encuentra concretando y formalizando la adquisición del 16 % de las acciones de dicha empresa distribuidora<sup>29</sup>.

La distribución se da a través de dos subsidiarias de Unión Fenosa, Distribuidora del Norte (DISNORTE) y Distribuidora del Sur (DISSUR). Entre ambas, representaron en 2007 un 96.5% del Mercado Mayorista.

Las pérdidas de electricidad han sido un problema

crónico en Nicaragua. De la electricidad producida, un 28% se pierde en las redes, de los cuales a transmisión le corresponde un 2% y a distribución un 26%. Este 26% se desglosa en técnicas (8%) y no técnicas (18%)<sup>30</sup>.

Para atender la demanda futura, el Ministerio de Energía y Minas (MEM)<sup>31</sup> ha elaborado las proyecciones tanto para potencia como para energía, que se presentan en el Tabla 2.2.

Esta proyección refleja un crecimiento anual del 6.1% en la potencia, y del 6.3% en la energía para el período señalado<sup>32</sup>. Estas proyecciones superan ampliamente el crecimiento observado en la demanda máxima entre el año 2000 y el año 2008, el cual ha sido de 3.1%.

Con base en esa proyección de demanda, el MEM elaboró un Plan de Expansión de la Generación (PEG) indicativo para el período 2007-2017, el cual se resume en el Tabla 2.3 Como elemento ilustrativo se destaca que el plan tiene adiciones de potencia hasta el año 2015, lo que deja tarea al rector del sector para elaborar una proyección a más largo plazo. También hay que señalar que proyecta que en el 2015 se habrá dado una duplicación de la capacidad instalada con que contaba el país al cierre del 2008. Su cumplimiento supone además un incremento importante de la participación de las energías renovables, las cuales pasarían (en términos de capacidad instalada) de un 36.3% en 2008 a un 53.9% en 2015. El plan contempla un incremento de 297 MW en centrales hidroeléctricas (entre ellas Tumarín con 160 MW), y 260 MW en plantas térmicas. Muy notorio es el incremento de 312 MW que se tiene previsto en centrales geotérmicas. Y también notorio el hecho de que no se contemplan más centrales eólicas, en este país de la región que es considerado el que más potencial tiene para este tipo de tecnología.

El cronograma no contempla centrales eléctricas menores a 10 MW.

**TABLA 2.2** Pronósticos sobre la demanda de energía y potencia

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Potencia MW</b>	500.8	507.4	510.8	566.7	600.7	636.7	684.5	735.8	791.0	850.3	905.6	959.9	1,017.5	1,078.6	1,143.3	1,211.9	1,284.6
<b>Energía GWh</b>	2,944.7	3,081.9	3,040.9	3,397.9	3,586.0	3,787.3	4,065.3	4,368.9	4,698.0	5,065.8	5,409.5	5,752.6	6,116.5	6,496.7	6,914.5	7,365.5	7,807.4

Fuente: MEM Guía del Inversionistas. Invirtiendo en el Sector Eléctrico de Nicaragua. 2009

<sup>28</sup> Revista Summa, Edición 171, Agosto 2008

<sup>29</sup> MEM Guía del Inversionistas. Invirtiendo en el Sector Eléctrico de Nicaragua. 2009

<sup>30</sup> MEM Guía del Inversionistas. Invirtiendo en el Sector Eléctrico de Nicaragua. 2009

<sup>31</sup> <http://www.mem.gob.ni/index.php?s=1>

<sup>32</sup> Cálculo propio, sobre datos de la tabla.



TABLA 2.3

## Plan Indicativo de Expansión de Generación 2007-2017

PROYECTOS	Tipo	INVERSOR/INSTIT	AÑO																					
			2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017	
			1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º	1º	2º		
Mazo-Chóvet (Albania, diesel) *	Térmico	ALBANIA	40																					
Albania (Banco) *	Térmico	ALBANIA			60	120	40																	
Arriago *	Hidro	GRUPO AMARO				40																		
San Jacinto 1 *	Geo	POLARIS							24	48														
Buboka *	Hidro	INTECIBOT												70										
Castro *	Geo	WOTC							10					45					45					
Hidro Parosoma (Río de agua)	Hidro	ROC-SABET											16											
Leremanga (Río de agua) *	Hidro	SAL											17											
Timotei *	Hidro	INTECIBOT											180											
Carbon (Conversion PNO) *	Térmico	FRANCO O ESTADO											100											
Hidro T-1 (Río de agua)	Hidro	CA CERVEC. RD											25											
El Hoyo *	Geo	GENNIA												40										
Chilape *	Geo	GENNIA												40										
APOTO *	Geo	IN-GENNIA													30									
MONBACHO *	Geo	IN-GENNIA														30								
<b>TOTAL</b>	<b>1,007</b>		<b>48</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>60</b>	<b>160</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>34</b>	<b>48</b>	<b>0</b>	<b>317</b>	<b>35</b>	<b>119</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>75</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

Fuente: MEM Guía del Inversionistas. Invirtiendo en el Sector Eléctrico de Nicaragua. 2009

## 2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico.

Las leyes y normas más relevantes con respecto a la generación de energía eléctrica, particularmente a base de fuentes renovables, son las que se mencionan a continuación. Como se verá, existen leyes generales que regulan todo el sector, y leyes específicas para el sub sector hidroeléctrico y geotermoeléctrico.

- 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>33</sup>.  
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>34</sup>
- Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)<sup>35</sup> consolida los incentivos disponibles para fomentar las inversiones en generación eléctrica con fuentes renovables.

Estas dos leyes principales se comentan en mayor detalle adelante.

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

- Ley 467 Aprobado el 9 de Julio del 2003: Ley de promoción al sub-sector hidroeléctrico<sup>36</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.

<sup>33</sup> MEM: <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20272-LEY%20DE%20LA%20INDUSTRIA%20ELECTRICA.pdf>

<sup>34</sup> ENATREL [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)

<sup>35</sup> MEM: <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20532-%20LEY%20DE%20GENERACION%20CON%20FUENTES%20RENOVABLES.pdf>

<sup>36</sup> MEM <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20612%20CREACION%20DEL%20MEM.pdf>

Dicha ley es reglamentada por el Decreto 72-2003.

- Ley 531: Reformas a la Ley 467, Aprobada el 13 de Abril del 2005<sup>37</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 y que requiere de la aprobación de la Asamblea Nacional.

Como se mencionó anteriormente, se han promulgado leyes específicas para el sub sector geotermoeléctrico. Se trata de las ley 443 Ley de Exploración y Explotación de Recursos Geotérmicos (de octubre de 2002), y sus reformas: Ley 472 (setiembre 2003), Ley 594 (agosto 2006) y 656 (junio 2008)<sup>38</sup>

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

- Esta Ley establece el régimen legal para la industria eléctrica en todas sus etapas: generación, 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 establece 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 2007<sup>39</sup>, se le asignó al Ministerio de Energía y Minas 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 a ésta 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 a 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, el cual 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.
- Para la operación de los sistemas aislados, en los cuales un mismo agente económico puede ejercer las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Ley 532: Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables, de abril de 2005, establece incentivos tanto fiscales, como en cuanto a los derechos prioritarios en la contratación de energía, los cuales se resumen a continuación:

#### Incentivos fiscales:

- 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.
- Exoneración de impuesto sobre la renta, por un período de 7 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.
- 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 3 primeros años, de 50% en

<sup>37</sup> MEM <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20531-LEY%20DE%20REFORMA%20AL%20SUB-SECTOR%20HIDROELECTRICO.pdf>

<sup>38</sup> MEM <http://www.mem.gob.ni/index.php?s=65>

<sup>39</sup> LEY No. 612, Aprobada el 24 de Enero del 2007 <http://www.mem.gob.ni/media/file/MARCO%20LEGAL/LEYES/LEY%20612%20CREACION%20DEL%20MEM.pdf>



los siguientes 5 años, y del 25% en los últimos 2 años.

- Exoneración de todos los impuestos que puedan existir por explotación de riquezas naturales, por un período de 5 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.
- 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.**

- Es obligación de las distribuidoras incluir dentro de sus procesos de licitación la contratación de energía y/o potencia proveniente de centrales con energía renovable. En estos procesos deben tomar en cuenta los plazos de construcción necesarios para la entrada en operación de los proyectos para establecer la fecha de inicio de la licitación.
- Estos contratos serán por un plazo mínimo de 10 años.
- 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 a contratarse por las Distribuidoras podrá ser licitado sin especificar el tipo de fuente de los costos de los combustibles a utilizarse sin considerar las exoneraciones a sus impuestos.
- 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 a utilizarse sin considerar las exoneraciones a sus impuestos.
- 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 a sus precios promedios 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.

- 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.
- 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, al 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.



La Figura 2.1 ilustra la estructura básica y los actores presentes del Sector Eléctrico de Nicaragua.

**FIG. 2.1**

**Entidades del Sector Eléctrico**



El Ministerio de Energía y Minas (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 lo 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.

El CRIE así como el EOR son entes a los cuales pertenece Nicaragua y sus actores de la industria, y que tienen relación con aspectos regionales del mercado y transacciones eléctricas entre los sistemas nacionales.

### 2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Nicaragua.

En el mercado eléctrico de Nicaragua se reconocen como actores económicos a los generadores, la transmisora, las distribuidoras, y los grandes consumidores. Se define como gran consumidor con una carga concentrada no inferior a 1,000 kW.

De acuerdo a la Ley nicaragüense, los agentes económicos que se dediquen a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica están regulados por el Estado. Los que se dediquen a la generación realizarán 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. Los preceptos básicos de la Ley, que aspira a promover una efectiva competencia y atracción del capital privado, le confieren al mercado nicaragüense un alto grado de apertura.

En el Mercado de Contratos se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo a las partes involucradas:

- Contratos de Suministro, mediante el cual un Agente Consumidor acuerda con un Agente Productor las condiciones futuras de compra y venta de energía y/o potencia.
- Contratos de Generación, mediante el cual un Agente Productor acuerda con otro Agente Productor la compra de potencia disponible y/o energía generada asociada, para su comercialización.

Los contratos pueden ser acordados para comprar potencia y energía, solamente potencia o solamente energía. En el Mercado de Ocasión se dan transacciones de oportunidad de los saldos de energía y potencia de generadores, distribuidores y grandes consumidores, una vez que se han cumplido los compromisos contratados. Los generadores transan las diferencias entre su generación despachada y la energía comprometida mediante contratos. Los agentes consumidores (distribuidores o grandes consumidores) transan las diferencias entre su consumo registrado y la energía total comprometida mediante de contratos.

Cada Agente Consumidor podrá acordar contratos con Agentes Productores ubicados en Nicaragua, que se consideran contratos internos, y/o contratos de importación con empresas ubicadas en otro país

El mercado de los agentes distribuidores opera bajo el régimen de precio regulado que comprende las siguientes transacciones: a.) Las ventas de energía y potencia de los distribuidores a los consumidores finales y b.) El transporte de energía y potencia en el sistema de transmisión y distribución (peajes). Las tarifas aplicadas por los agentes distribuidores son reguladas por INE

La Ley de la Industria Eléctrica define la figura de los Sistemas Aislados, en donde los distribuidores pueden ejercer integradamente las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, debiendo tener la capacidad de generación necesaria para abastecer su demanda mediante centrales eléctricas propias o contratos de suministro con terceros. Los pliegos de tarifas aplicados por estos distribuidores a sus clientes están sujetos a la aprobación del ente regulador (INE). En el año 2006, los sistemas aislados representaron aproximadamente un 1% de la generación total<sup>40</sup>.

El mercado de contratos representó en el año 2008 un 70.9% de todas las transacciones en el mercado mayorista. El restante 29.1% corresponde al mercado de ocasión.

<sup>40</sup> <http://www.mem.gob.ni/media/file/ELECTRICIDAD%20Y%20RECURSOS/generacion%20bruta%202006.pdf>

El Centro Nacional de Despacho y Carga (CNDC) cumple la función de administración del mercado. El CNDC está adscrito a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Sus funciones principales son:

- Realizar la programación y el despacho de los recursos disponibles
- Operar de manera centralizada el SNT, atendiendo la demanda de energía eléctrica en condiciones de máxima confiabilidad y calidad.
- Realizar la operación del SIN, incluyendo las interconexiones internacionales, a un costo mínimo en forma segura y confiable.
- Coordinar la programación del mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones del SIN y de las Interconexiones Internacionales.
- Acatar las resoluciones emitidas por el INE del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN).
- Administrar el Mercado y calcular las Transacciones Comerciales que surgen por operaciones fuera de contratos, tanto de energía como de potencia y servicios auxiliares.

#### 2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación.

El trámite de licencias y concesiones para la instalación de plantas de generación se centraliza en el MEM, permitiéndole a esa institución dar seguimiento a estas solicitudes en los tiempos establecidos de acuerdo con las Leyes, Reglamentos y Normativas vigentes en el país.

En Nicaragua las licencias a otorgar son las siguientes:

**Licencia Provisional.** Otorga al titular de Licencia a realizar los estudios, mediciones y sondeos de un proyecto que utilicen recursos naturales, excepto para geotermia que tiene un proceso especial. El otorgamiento de una Licencia Provisional, no da al promotor del proyecto el derecho exclusivo sobre ese proyecto.

**Licencia de Generación Eléctrica.** Otorga al titular de la licencia la autorización para instalar y producir energía eléctrica mediante el aprovechamiento y transformación de cualquier fuente energética, incluyendo la Geotérmica.

Los interesados en calificar a una licencia o concesión deben estar domiciliados en el país (no importa si es nacional o extranjero). Deben presentar toda la documentación en idioma español.

Para conocer mayor detalle de este proceso se puede visitar el enlace [www.mem.gob.ni](http://www.mem.gob.ni), dirigirse a la pestaña "Electricidad y recursos renovables", y localizar el submenú "licencias y concesiones". En el caso de la energía geotérmica se puede visitar el mismo enlace y la misma pestaña, localizando el submenú "geotermia".

En opinión de personas relacionadas al sector de generación, el trámite de licencias y permisos para proyectos de pequeña escala en Nicaragua puede tomar de 1 a 2 años, principalmente por los permisos ambientales y estudios que se solicitan.

#### 2.5 Conclusiones.

A pesar de haber llevado a cabo una reforma integral del mercado eléctrico a través de la Ley de la Industria Eléctrica, de 1998, la inversión tanto en generación como en transmisión y distribución ha sido insuficiente para atender las necesidades de un país en el cual todavía un 39% de la población no está interconectada a la red. La red de transmisión es obsoleta, los niveles de pérdidas (técnicas y no técnicas) es muy elevado, la empresa distribuidora privada ha mostrado dificultades financieras que han llevado al Gobierno a pedir una participación accionaria en dicha empresa. El escaso régimen de lluvias y la obsolescencia de algunas de las centrales han obligado a la contratación de emergencia de 120 MW de plantas térmicas.

El incremento en capacidad desde la promulgación de la Ley se ha dado principalmente en plantas a partir de combustibles fósiles. En segundo nivel de importancia se han instalado plantas de generación a partir de bagazo de caña. El importante potencial para generar energía a partir de fuentes renovables sigue sin explotar. Además del potencial en recurso hídrico, Nicaragua es el país centroamericano con mayor potencial en geotermia y en recurso eólico.

El Gobierno ha venido tomando medidas para mejorar la crítica situación: en abril de 2005 se dio la promulgación de la Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables, la cual contiene los incentivos tanto de naturaleza fiscal como derechos prioritarios de las energías renovables en la contratación con distribuidoras. De momento, se nota poca respuesta a dichos incentivos.

Por otro lado, el MEM elaboró un ambicioso PEG, que aspira a la duplicación en la capacidad instalada para el año 2015, y a un incremento sustancial en el aporte de fuentes renovables. Para cumplir con el plan, debería darse un incremento en capacidad instalada superior al 10% anual. Esta expansión debería cubrir la proyección de la demanda, la cual refleja un crecimiento anual del 6,1% para el período 2008-2022. Es importante destacar que el crecimiento proyectado es casi el doble del crecimiento de la demanda observada en el período 2000 a 2008, que alcanzó un 3,1%. Sin embargo ese último dato está afectado por el racionamiento eléctrico que ha sufrido el país.



El mercado de electricidad requiere la adquisición de destrezas para su ingreso, para la colocación de energía en la red, para elaborar y completar la fase de preinversión, y para enfrentar las modificaciones a las leyes y los reglamentos que afectan de una manera directa la percepción de riesgo país y la capacidad de gestión de los desarrolladores. La adquisición de estas capacidades ha hecho que los productores tiendan a agruparse en asociaciones y/o cámaras empresariales que les permitan, no solo la defensa de sus intereses sino también el conocimiento para entrar y mantenerse en el mercado. Este punto es especialmente importante para proyectos renovables pequeños cuyos presupuestos de operación y mantenimiento no les permiten tener personal altamente capacitado en todos los campos del mercado eléctrico. En Nicaragua este papel de apoyo lo ha intentado de efectuar la Asociación Nicaragüense de Productores de Energía Renovable (ANPER). Sin embargo es opinión de sus asociados que su desempeño es muy discreto, llegando incluso a no percibirse, lo que representa un punto débil en la gestión de proyectos en el país.

Es particularmente importante, para proyectos renovables pequeños, aclarar las condiciones reales de participación, pues ha sido queja de los desarrolladores el factor de incertidumbre que plantea la distribuidora en cuanto a contrataciones, así como la debilidad generalizada de la red de transmisión.



## 3. COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN NICARAGUA

El objetivo del presente capítulo es el de presentar una perspectiva sobre los principales temas que acotan las relaciones existentes entre costos de generación de proyectos de energía renovable en las escalas de hasta los 10 MW y los esquemas de precios existentes en el mercado eléctrico del país.

Se presenta en forma secuencial una prospectiva realizada sobre las tendencias globales de la generación de energía renovable a nivel internacional, seguida por una presentación de estructuras de costos de proyectos de energía renovable en el país (basado en el uso de factores tipo “benchmark” junto con valoraciones nacionales específicas), que permiten obtener tendencias comparativas de los costos de generación de los proyectos de energía renovable vs. proyectos de generación térmica. Posteriormente se presenta información referente a los distintos precios con los cuales se opera en el sistema eléctrico del país, notándose las particularidades de la arquitectura de mercado específica que permite ahondar sobre los impactos que tiene el mercado y sus comportamientos sobre la estructuración de pequeños proyectos de energía renovable.

### 3.1. La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación

#### 3.1.1. Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica<sup>41</sup>

La presente sección contribuye a poner en perspectiva las tendencias de costos de generación de diversas tecnologías tanto renovables así como no renovables con la intención de presentar al lector un mapa de situación internacional sobre los costos de generación de electricidad que sirva a poner en perspectiva las siguientes secciones relativas a costos de generación en cada uno de los países de la región.

En relación a tecnologías de generación fósil, a nivel internacional se manejan diversas tendencias tecnológicas que se presentan en la Tabla 3.1. La tabla incluye tendencias de información sobre generadores a base de carbón, combustible petrolero líquido y ciclos combinados de gas.

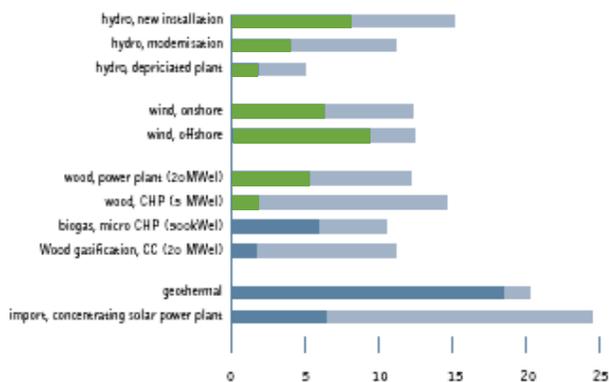
**TABLA 3.1** Tendencias internacionales de plantas de generación eléctrica en base a combustibles fósiles

Tipo de Tecnología de Generación	Parámetros	Rango		
Planta de carbón con condensación	Eficiencia (%)	41	45	48
	Costos de inversión (US \$/KW)	980	930	880
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	6,0	7,5	8,7
	Emisiones de CO2 (g/KWh)	837	728	697
Planta de generación de combustible petrolero con condensación	Eficiencia (%)	39	41	41
	Costos de inversión (US \$/KW)	670	620	570
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	22,5	31,0	46,1
	Emisiones de CO2 (g/KWh)	1.024	929	888
Planta de generación de ciclo combinado de gas	Eficiencia (%)	55	60	62
	Costos de inversión (US \$/KW)	530	490	440
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	6,7	8,6	10,6
	Emisiones de CO2 (g/KWh)	348	336	325

<sup>41</sup> Fuente: EREC/Greenpeace. Energy evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.

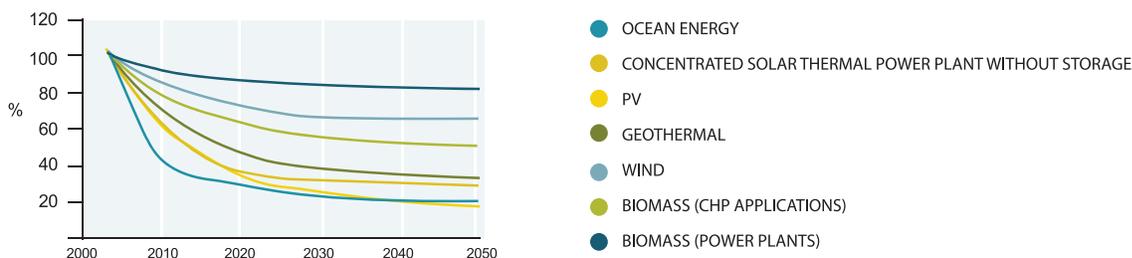


**FIG. 3.1 Rangos de costos de generación eléctrica de tecnologías renovables a nivel internacional** <sup>42</sup>



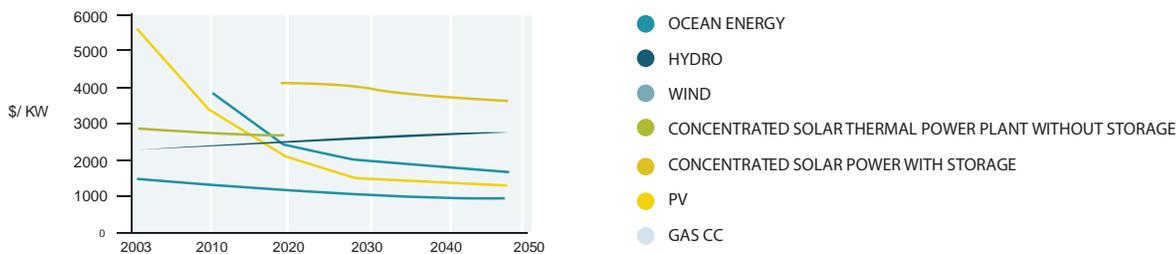
La Figura 3.1 presenta las tendencias actuales observadas para distintas tecnologías de generación renovable observadas en Europa, mostrándose en el diagrama el rango que puede llegar a tener el costo de generación eléctrica tomando en cuenta las diversas condiciones de recursos disponibles para la generación así como el valor promedio de la tecnología.

**FIG. 3.2 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables (normalizado a costos actuales)** <sup>43</sup>



La Figura 3.2 presenta las expectativas internacionales de costos de inversión de tecnologías renovables en desarrollo actual normalizándolas a un porcentaje relativo esperado con respecto a los costos actuales observados y en función de los próximos años.

**FIG. 3.3 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables** <sup>44</sup>



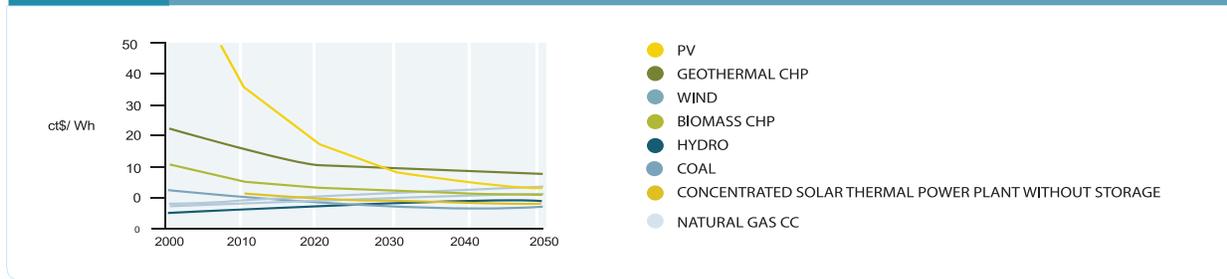
La Figura 3.3 presenta curvas previstas de aprendizaje de costos de inversión en US\$/KW instalado para diversas tecnologías renovables en el mundo.

<sup>42</sup> Léase en las coordenadas verticales de arriba hacia abajo lo siguiente: hidro nueva instalación, hidro modernización, hidro planta depreciada, viento tierra adentro, viento en plataforma marina, planta dendroenergética, planta cogeneradora dendroenergética, microcogeneradora de biogás, gasificación dendroenergética, geotermia, planta de generación solar de concentración.

<sup>43</sup> Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, planta de concentración solar sin almacenamiento, fotovoltaico, geotermia, viento, cogeneración de biomasa, generación eléctrica de biomasa.

<sup>44</sup> Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, hidro, viento, planta de concentración solar sin almacenamiento, planta de concentración solar con almacenamiento, fotovoltaica, ciclo combinado de gas.

**FIG. 3.4** Tendencia Internacional comparativa de costos esperados de generación renovable y fósil<sup>45</sup>



La Figura 3.4 presenta una comparación proyectada al año 2050 de los costos de generación de la energía renovable con respecto a tecnologías de combustibles fósiles como el carbón y el gas natural (posiblemente porque estas tecnologías y combustibles son considerados en la gran escala como las tecnologías de selección comparativa)

### 3.1.2. Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Nicaragua<sup>46</sup>.

El objetivo de este análisis es presentar las tendencias actuales de los costos de producción de energía para diferentes tecnologías “viables” en Nicaragua. El análisis realizado se enfoca en centrales de energía renovable en plantas de hasta 10 MW y para las tecnologías de generación con combustibles fósiles en escalas normales para cada tecnología. Los tipos de tecnologías detectadas como viables para la región centroamericana por su tamaño y aplicabilidad son: hidroelectricidad, geotérmica, eólica y biomasa como tecnologías renovables; y turbinas de gas, ciclo combinado, motores de media velocidad y generación con carbón como tecnologías fósiles.

#### Enfoque de análisis de costos de generación en Nicaragua.

El enfoque utilizado se basa en un análisis de costos de producción de energía para las diferentes tecnologías disponibles o potencialmente disponibles (tanto renovables como no renovables) en Nicaragua observando los siguientes pasos:

1. Se realizó el análisis considerando centrales eléctricas con potencias modulares para cada tecnología.
2. Aún cuando las simulaciones realizadas se basan en el establecimiento de proformas de proyecto para las tecnologías y escalas representadas, los resultados se presentan en una base por KW instalado.
3. Se consideran los elementos aplicables de la Ley de Impuesto sobre la Renta de Nicaragua.
4. Se consideran los elementos de la ley de incentivos de generación a partir de energías renovables.
5. Se estimaron los costos de operación, mantenimiento, seguros y administración para cada tecnología,

nología, con base en la experiencia del equipo consultor y otras fuentes disponibles, como por ejemplo datos presentes en los planes de expansión e información sectorial.

6. Se considera el costo de oportunidad del dinero bajo el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM) para determinar la tasa de retorno esperada por parte de desarrolladores de proyectos de tipo privado.
7. Se desarrolla, para cada tecnología viable, corridas financieras utilizando un modelo pre-existente de simulación financiera de proyectos de generación eléctrica, cuyo criterio es lograr un balance entre los ingresos, gastos y rentabilidad esperada del capital accionario bajo distintos escenarios de costos de inversión, factor de planta y costos de combustibles (cuando sean aplicables).
8. Los resultados son trasladados a una tabla resumen por tecnología, para observar el rango de precios según la variación de costo de inversión, factor de planta y precios de combustibles, este último cuando lo amerite; de la misma manera que se presentan figuras que permiten realizar comparaciones en el contexto de otras secciones de este estudio de mercado.
9. Comparación de resultados y tendencias para el país.

#### Premisas utilizadas para el análisis realizado:

La realización de este tipo de análisis requiere establecer diferentes tipos de premisas notándose que existen algunas de esas premisas que son comunes y otras que son específicas a las tecnologías consideradas.

Las premisas comunes del análisis en Nicaragua son:

1. Los diversos niveles de costos de inversión por tipo de tecnología, administración, seguros, operación y mantenimiento, se especifican con nivel de pre-

<sup>45</sup> Léase de arriba hacia abajo: fotovoltaica, geotérmica, viento, cogeneración de biomasa, hidro, carbón, planta de concentración solar sin almacenamiento, ciclo combinado de gas natural.

<sup>46</sup> Fuente: EREC/Greenpeace. Energy <sup>®</sup>evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.



cios de dólares de enero de 2009 y están basados en la opinión técnica y experiencia en desarrollo de proyectos en las escalas aplicables que tiene el equipo de profesionales que desarrollan este estudio.

2. El horizonte de análisis financiero es quince años, ya que usar la vida del préstamo es muy corto y la vida útil de la instalación es muy larga (expectativas normales del desarrollador en este tipo de industria).
3. Para este tipo de desarrollos es normal que la vida del préstamo sea de 10 años que incluyen 2 años de construcción y 8 años de repago (basado en opiniones promedio recogidas como tendencia de la banca regional consultada en este estudio).
4. El esquema de financiamiento generalmente empleado para este tipo de proyectos es un aporte del 30% en patrimonio y un 70% estructurado como deuda (esquema típico que se mantiene en la región aún cuando actualmente por situaciones de la crisis financiera mundial pueda haber cambiado transitoriamente a requerimientos ligeramente superiores en el patrimonio).
5. La tasa de interés del préstamo se valora en 10% anual (basada en tendencias recientemente observadas en la región centroamericana).
6. El costo de inversión incluye estudios, terrenos, intereses de construcción, impuesto de construcción, gastos legales, supervisión, entre otros.
7. Tanto para la facturación (ingresos por venta de energía eléctrica) y los costos de generación de energía, se estimó un crecimiento anual del 3% para mantener su valor en términos corrientes.
8. El impuesto de la renta en Nicaragua es 30% según ley No. 453 de Impuesto sobre la Renta y Equidad Fiscal.
9. Exoneración del pago del Impuesto sobre la Renta (IR) y del pago mínimo definido del IR establecido en la Ley No. 453, Ley de Equidad Fiscal, por un período máximo de 7 años partir de la entrada de operación comercial o mercantil del Proyecto. Igualmente, durante este mismo periodo estarán exentos del pago del IR los ingresos derivados por venta de bonos de dióxido de carbono
10. La tasa de rentabilidad del capital se estimó según el CAPM. El modelo CAPM determina el costo del capital propio en promedio para este sector, según la siguiente fórmula y utilizando los valores y fuentes que se detallan a continuación:

$$K_e = K_L + \beta_d * (K_M - K_L) + R_p + R_{Proy}$$

Donde:

Ke: Costo de capital del inversionista.

$K_L$ : Tasa libre de riesgo.

$\beta_d$ : Beta desapalancada de la inversión como medida del riesgo sistemático.

$(K_M - K_L)$ : Premiun por riesgo.

$R_p$ : Riesgo país.

$R_{Proy}$ : Riesgo proyecto.

Las fuentes de los datos utilizados son las siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $K_L$ ): se obtuvo como un promedio anual (últimos 12 meses con corte a mayo 2008) de las tasas de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a 10 años plazo con un valor utilizado de 4,22%, según la fuente: [http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield\\_historical.shtml](http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml)
- La prima de riesgo ( $K_M - K_L$ ) se estima con base en información del Spread Standard & Poors 500. Se trata de un promedio (aritmético) de aproximadamente 4 décadas para el mercado de los Estados Unidos de América, cuyo resultado es de 4,13%. ("Ibbotson Associates" según Martín Rossi (1966-2006).
- $\beta_d$  se obtuvo de información en Internet, según la siguiente dirección: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,88 (beta desapalancada).
- Para el riesgo país ( $R_p$ ) se toma como base de análisis los Estados Unidos, debido a que la moneda de análisis es US\$, se usó los índices de inversionistas institucionales (Institutional Investor):  
Para Estados Unidos 88,0, fuente:  
<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCCMaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--10>

Para Nicaragua 22,0, fuente:

<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCCMaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--140>

$$R_p = (EEUU/-NIC-1) * K_L$$

$$R_p = (88,0/22,0) * 4,22\%$$

$$R_p = 12.66\%$$

- Para el riesgo proyecto ( $R_{Proy}$ ) se utiliza dos veces la desviación normal de la rentabilidad de una central hidroeléctrica, financiado 100% con capital, es decir 3%, basado en la experiencia del equipo de consultoría en valoración financiera de proyectos de este tipo.
- Como resultado de este análisis se llega a la conclusión de que la tasa de descuento mínima o expectativa de retorno del capital accionario para el capital en un proyecto de energía en Nicaragua podría estar alrededor del 23,5%.



Las **premisas específicas de las tecnologías de generación con base a combustibles fósiles** consideradas son presentadas en la Tabla 3.2.

<b>TABLA 3.2 Premisas de análisis de plantas de generación en base a combustibles fósiles</b>				
<b>Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Ciclo combinado</b>	<b>Motor de media velocidad</b>	<b>Carbón</b>
Tamaño modular (MW)	35	150	20	250
Costos de Inversión(US\$/KW)	1.100–1.300	1.400– 1.600	1.500 – 1.700	2.500–2.900
Combustible	Diesel	Diesel	Bunker	Carbón
Eficiencia de generación (KWh/litro o KWh/kg de combustible)	3,0	4,61	4,48	2,53
Costos fijos de O&M (miles US\$)	455	3.750	960	20.000
Costos de seguros (miles US\$)	260	1.360	195	4.100
Costos de administración (milesUS\$)	200	860	200	1.450
Costos variables de operación y mantenimiento(US\$/KWh)	0,0063	0,0063	0,0094	0,0094
Factor de planta (%)	50-90	80 - 90	50- 90	Mayor al 70%

Las **premisas específicas de las tecnologías de generación renovable** consideradas son presentadas en la Tabla 3.3.

<b>TABLA 3.3 Premisas de análisis de plantas de generación renovables</b>				
<b>Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación</b>	<b>Geotermia</b>	<b>Hidroelectricidad</b>	<b>Eólica</b>	<b>Biomasa</b>
Tamaño modular (MW)	35	5	5	5
Costos de Inversión(US\$/KW)	4.000	2.000	2.000	200
	–	-	–	-
	4.500	3.000	2.500	1.200
Costos fijos de O&M (miles US\$)	1.750	343	382	883
Costos de seguros (miles US\$)	900	85	71	34
Costos de administración (milesUS\$)	200	100	100	100
Factor de planta (%)	85-95	50-70	25-35	35-55



## Resultados del análisis de costos de generación eléctrica en Nicaragua:

Los principales resultados de las simulaciones de costos de generación para diversas tecnologías se presentan a continuación en las Tablas 3.4 a la 3.11.

**Tabla 3.4 Costos de generación eléctrica con turbinas de gas en Nicaragua**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN CASO TURBINA DE GAS PRECIOS A ENERO DE 2009																	
GENERACIÓN		COSTO FIJO							COSTO VARIABLE								
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0623	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.2024
70%	6,132	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0445	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1845
90%	7,884	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0346	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1747
50%	4,380	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0675	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.2075
70%	6,132	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0482	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1882
90%	7,884	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0375	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1775
50%	4,380	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0730	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.2130
70%	6,132	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0522	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1922
90%	7,884	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0406	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1806
50%	4,380	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0623	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2191
70%	6,132	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0445	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2013
90%	7,884	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0346	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1914
50%	4,380	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0675	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2242
70%	6,132	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0482	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2049
90%	7,884	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0375	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1942
50%	4,380	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0730	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2298
70%	6,132	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0522	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2089
90%	7,884	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0406	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1973
50%	4,380	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0623	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2358
70%	6,132	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0445	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2180
90%	7,884	1,100	23.5%	20	207	26	41	273	0.0346	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2081
50%	4,380	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0675	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2409
70%	6,132	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0482	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2217
90%	7,884	1,200	23.5%	20	225	26	44	296	0.0375	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2110
50%	4,380	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0730	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2465
70%	6,132	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0522	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2256
90%	7,884	1,300	23.5%	20	244	27	49	320	0.0406	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2140

**TABLA .3.5**

**Costos de generación eléctrica con planta de ciclo combinado en Nicaragua**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO CICLO COMBINADO  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO								COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO O/M \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE O/M \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
80%	7,008	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0505	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1829
85%	7,446	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0475	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1799
90%	7,884	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0449	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1773
80%	7,008	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0538	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1862
85%	7,446	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0506	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1831
90%	7,884	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0478	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1802
80%	7,008	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0575	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1899
85%	7,446	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0541	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1865
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0511	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1835
80%	7,008	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0505	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1937
85%	7,446	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0475	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1907
90%	7,884	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0449	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1881
80%	7,008	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0538	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1971
85%	7,446	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0506	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1939
90%	7,884	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0478	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1911
80%	7,008	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0575	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.2007
85%	7,446	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0541	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1973
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0511	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1943
80%	7,008	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0505	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2046
85%	7,446	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0475	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2016
90%	7,884	1,400	23.5%	20	263	40	51	354	0.0449	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1989
80%	7,008	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0538	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2079
85%	7,446	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0506	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2047
90%	7,884	1,500	23.5%	20	282	40	55	377	0.0478	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2019
80%	7,008	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0575	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2116
85%	7,446	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0541	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2082
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	41	62	403	0.0511	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.2052



TABLA .3.6

## Costos de generación eléctrica con motores térmicos de media velocidad en Nicaragua

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO MOTOR MEDIA VELOCIDAD  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO								COSTO VARIABLE							COSTO TOTAL \$/kWh
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/t	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/t	TOTAL COMBUSTIBLE \$/t	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/t	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	
50%	4,380	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0913	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1745
70%	6,132	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0652	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1484
90%	7,884	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0507	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1339
50%	4,380	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0967	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1799
70%	6,132	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0690	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1522
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0537	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1369
50%	4,380	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.1017	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1849
70%	6,132	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0727	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1558
90%	7,884	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0565	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1397
50%	4,380	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0913	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1856
70%	6,132	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0652	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1596
90%	7,884	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0507	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1451
50%	4,380	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0967	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1910
70%	6,132	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0690	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1634
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0537	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1481
50%	4,380	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.1017	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1961
70%	6,132	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0727	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1670
90%	7,884	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0565	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1509
50%	4,380	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0913	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1968
70%	6,132	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0652	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1707
90%	7,884	1,500	23.5%	20	281	64	55	400	0.0507	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1562
50%	4,380	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0967	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.2022
70%	6,132	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0690	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1746
90%	7,884	1,600	23.5%	20	300	64	59	423	0.0537	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1592
50%	4,380	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.1017	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.2072
70%	6,132	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0727	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1782
90%	7,884	1,700	23.5%	20	319	65	62	446	0.0565	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1620

**Tabla 3.7**

**Costos de generación eléctrica con carbón en Nicaragua**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO CARBON  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO								COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFEECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
70%	6,132	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.1080	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1569
80%	7,008	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0945	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1434
90%	7,884	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0840	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1329
70%	6,132	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1159	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1648
80%	7,008	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1015	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1504
90%	7,884	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.0902	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1391
70%	6,132	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1230	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1719
80%	7,008	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1076	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1565
90%	7,884	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.0957	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1446
70%	6,132	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.1080	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1648
80%	7,008	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0945	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1513
90%	7,884	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0840	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1408
70%	6,132	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1159	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1728
80%	7,008	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1015	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1583
90%	7,884	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.0902	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1470
70%	6,132	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1230	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1798
80%	7,008	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1076	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1645
90%	7,884	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.0957	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1525
70%	6,132	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.1080	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1727
80%	7,008	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0945	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1592
90%	7,884	2,500	23.5%	20	469	102	91	662	0.0840	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1487
70%	6,132	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1159	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1807
80%	7,008	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.1015	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1662
90%	7,884	2,700	23.5%	20	507	104	100	711	0.0902	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1549
70%	6,132	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1230	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1877
80%	7,008	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.1076	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1724
90%	7,884	2,900	23.5%	20	544	105	105	754	0.0957	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1604



Tabla 3.8

## Costos de generación para geotermia en Nicaragua

**ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO GEOTERMICO  
PRECIOS A ENERO DE 2009**

GENERACIÓN		COSTO FIJO								
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
85%	7,446	4,000	23.5%	25	751	80	40	871	0.1170	0.1170
90%	7,884	4,000	23.5%	25	751	80	40	871	0.1105	0.1105
95%	8,322	4,000	23.5%	25	751	80	40	871	0.1047	0.1047
85%	7,446	4,100	23.5%	25	771	81	40	892	0.1198	0.1198
90%	7,884	4,100	23.5%	25	771	81	40	892	0.1131	0.1131
95%	8,322	4,100	23.5%	25	771	81	40	892	0.1072	0.1072
85%	7,446	4,200	23.5%	25	790	81	40	911	0.1223	0.1223
90%	7,884	4,200	23.5%	25	790	81	40	911	0.1156	0.1156
95%	8,322	4,200	23.5%	25	790	81	40	911	0.1095	0.1095
85%	7,446	4,300	23.5%	25	810	82	43	935	0.1256	0.1256
90%	7,884	4,300	23.5%	25	810	82	43	935	0.1186	0.1186
95%	8,322	4,300	23.5%	25	810	82	43	935	0.1124	0.1124
85%	7,446	4,400	23.5%	25	828	82	47	957	0.1285	0.1285
90%	7,884	4,400	23.5%	25	828	82	47	957	0.1214	0.1214
95%	8,322	4,400	23.5%	25	828	82	47	957	0.1150	0.1150
85%	7,446	4,500	23.5%	25	847	83	47	977	0.1312	0.1312
90%	7,884	4,500	23.5%	25	847	83	47	977	0.1239	0.1239
95%	8,322	4,500	23.5%	25	847	83	47	977	0.1174	0.1174

Tabla 3.9

## Costos de generación eléctrica para hidroelectricidad en Nicaragua

**ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO HIDROELÉCTRICO  
PRECIOS A ENERO DE 2009**

GENERACIÓN		COSTO FIJO								
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	2,000	23.5%	13	379	100	21	500	0.1140	0.1140
60%	5,256	2,000	23.5%	13	379	100	21	500	0.0950	0.0950
70%	6,132	2,000	23.5%	13	379	100	21	500	0.0815	0.0815
50%	4,380	2,200	23.5%	13	417	101	26	544	0.1242	0.1242
60%	5,256	2,200	23.5%	13	417	101	26	544	0.1035	0.1035
70%	6,132	2,200	23.5%	13	417	101	26	544	0.0887	0.0887
50%	4,380	2,400	23.5%	13	455	102	25	582	0.1329	0.1329
60%	5,256	2,400	23.5%	13	455	102	25	582	0.1107	0.1107
70%	6,132	2,400	23.5%	13	455	102	25	582	0.0949	0.0949
50%	4,380	2,600	23.5%	13	494	103	29	626	0.1429	0.1429
60%	5,256	2,600	23.5%	13	494	103	29	626	0.1191	0.1191
70%	6,132	2,600	23.5%	13	494	103	29	626	0.1021	0.1021
50%	4,380	2,800	23.5%	13	530	105	31	666	0.1521	0.1521
60%	5,256	2,800	23.5%	13	530	105	31	666	0.1267	0.1267
70%	6,132	2,800	23.5%	13	530	105	31	666	0.1086	0.1086
50%	4,380	3,000	23.5%	13	568	106	34	708	0.1616	0.1616
60%	5,256	3,000	23.5%	13	568	106	34	708	0.1347	0.1347
70%	6,132	3,000	23.5%	13	568	106	34	708	0.1155	0.1155

**Tabla 3.10**
**Costos de generación eléctrica para hidroelectricidad en Nicaragua**

 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO HIDROELÉCTRICO**  
 PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO								COSTO TOTAL \$/kWh
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFEECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	
25%	2,190	2,000	23.5%	13	376	110	23	509	0.2324	0.2324
30%	2,628	2,000	23.5%	13	376	110	23	509	0.1937	0.1937
35%	3,066	2,000	23.5%	13	376	110	23	509	0.1660	0.1660
25%	2,190	2,100	23.5%	13	396	111	23	530	0.2420	0.2420
30%	2,628	2,100	23.5%	13	396	111	23	530	0.2017	0.2017
35%	3,066	2,100	23.5%	13	396	111	23	530	0.1729	0.1729
25%	2,190	2,200	23.5%	13	414	112	24	550	0.2511	0.2511
30%	2,628	2,200	23.5%	13	414	112	24	550	0.2093	0.2093
35%	3,066	2,200	23.5%	13	414	112	24	550	0.1794	0.1794
25%	2,190	2,300	23.5%	13	433	112	24	569	0.2598	0.2598
30%	2,628	2,300	23.5%	13	433	112	24	569	0.2165	0.2165
35%	3,066	2,300	23.5%	13	433	112	24	569	0.1856	0.1856
25%	2,190	2,400	23.5%	13	452	113	27	592	0.2703	0.2703
30%	2,628	2,400	23.5%	13	452	113	27	592	0.2253	0.2253
35%	3,066	2,400	23.5%	13	452	113	27	592	0.1931	0.1931
25%	2,190	2,500	23.5%	13	471	114	27	612	0.2795	0.2795
30%	2,628	2,500	23.5%	13	471	114	27	612	0.2329	0.2329
35%	3,066	2,500	23.5%	13	471	114	27	612	0.1996	0.1996

**Tabla 3.11**
**Costos de generación eléctrica para biomasa en Nicaragua**

 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO BIOMASA**  
 PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO								COSTO TOTAL \$/kWh
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	VIDA FINANCIERA AÑOS	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFEECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	
35%	3,066	200	23.5%	13	32	183	2	217	0.0709	0.0709
45%	3,942	200	23.5%	13	32	183	2	217	0.0551	0.0551
55%	4,818	200	23.5%	13	32	183	2	217	0.0451	0.0451
35%	3,066	400	23.5%	13	70	184	4	258	0.0841	0.0841
45%	3,942	400	23.5%	13	70	184	4	258	0.0654	0.0654
55%	4,818	400	23.5%	13	70	184	4	258	0.0535	0.0535
35%	3,066	600	23.5%	13	108	185	7	300	0.0978	0.0978
45%	3,942	600	23.5%	13	108	185	7	300	0.0761	0.0761
55%	4,818	600	23.5%	13	108	185	7	300	0.0623	0.0623
35%	3,066	800	23.5%	13	145	186	8	339	0.1106	0.1106
45%	3,942	800	23.5%	13	145	186	8	339	0.0860	0.0860
55%	4,818	800	23.5%	13	145	186	8	339	0.0704	0.0704
35%	3,066	1,000	23.5%	13	183	188	11	382	0.1246	0.1246
45%	3,942	1,000	23.5%	13	183	188	11	382	0.0969	0.0969
55%	4,818	1,000	23.5%	13	183	188	11	382	0.0793	0.0793
35%	3,066	1,200	23.5%	13	221	189	12	422	0.1376	0.1376
45%	3,942	1,200	23.5%	13	221	189	12	422	0.1071	0.1071
55%	4,818	1,200	23.5%	13	221	189	12	422	0.0876	0.0876

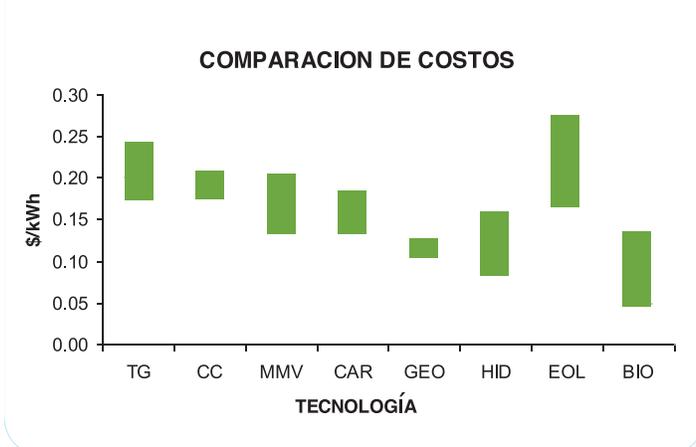


Los rangos de costos observados como tendencia actual de la generación eléctrica en Nicaragua para las tecnologías consideradas se presentan en la Tabla 3.12.

**TABLA 3.12** Resumen de tendencias actuales de costos de generación estimados para generación eléctrica en Nicaragua

Tipo de tecnología de generación eléctrica	Rango simulado de costos actuales de generación (US \$/KWh)
Turbina de gas	0,1747 – 0,2465
Ciclo combinado	0,1773 – 0,2116
Motor de media velocidad	0,1339 – 0,2072
Carbón	0,1329 – 0,1877
Geotermia	0,1047 – 0,1285
Hidroelectricidad	0,0815 – 0,1616
Eólica	0,1660 – 0,2795
Biomasa	0,0451 – 0,1376

**FIG. 3.5** Comparación de rangos de costos de generación en Nicaragua



La Figura 3.5 presenta la comparación de costos simulados de generación para diversas tecnologías de generación bajo escenarios de condiciones locales así como de las tecnologías consideradas.

Es posible concluir que en el contexto nicaragüense las tendencias observadas son:

- En general la generación renovable en el rango de 0-10 MW tendería a ser competitiva con la generación térmica, aun cuando las escalas de planta tipo, haya sido seleccionada en el orden de los 5 MW para escalas pequeñas renovables y las térmicas sean considerablemente mayores.
- La energía geotérmica tiende a ser competitiva en costos aún cuando para efectos de simulación no se ha considerado costo asociado por prospección del recurso en el subsuelo, lo que podría variar su resultado.
- La generación hidroeléctrica presenta rangos de costos de generación amplios, tomando en cuenta el efecto que pueden tener condiciones específicas de sitio en el desarrollo de proyecto debido al potencial factor de planta que puede ser alcanzado, tomando en cuenta que la mayoría de planta de pequeña escala serán del tipo de filo de aguas o serán planta de piqueo para alimentar de potencia y energía en horas críticas a la red eléctrica local.
- La generación con biomasa en general parece ser fuertemente afectada en su costo de generación por la duración de la zafra cañera tendiendo a ser más costo efectiva a mayor duración de esta.
- La energía eólica presenta costos de generación tendencialmente más altos, lo que puede ser explicado por economías de escala debido a que aún cuando esta tecnología está disponible modularmente en escalas de entre 0-3 MW, generalmente el desarrollo de fincas de molinos de vientos tiende a integrar capacidades instaladas en el rango de 20-50 MW, lo que podría tener un impacto en los costos de generación estimados como tendencias.
- Pareciera que aún cuando las distintas tecnologías renovables en la escala considerada son competitivas, la generación hidroeléctrica y con biomasa son claramente habilitantes cuando las condiciones de sitio las hacen entregar costos en los márgenes inferiores de las estimaciones realizadas.
- Dichas tecnologías deberán ser consideradas dentro de cualquier senda de diversificación de suministros de energía eléctrica así como en cualquier discusión sobre implicaciones de seguridad energética en el país.
- La tasa de descuento mínima o expectativa de retorno del capital accionario para el capital en un proyecto de energía en Nicaragua podría estar alrededor del 23,5%, que es un valor relativamente alto en comparación a tendencias de inversión en otros países de la región centroamericana.

### 3.2. Precios de la energía eléctrica en Nicaragua

De acuerdo a la legislación nicaragüense, el Régimen de Tarifas se clasifica en Régimen de Precio Libre y Régimen de Precio Regulado.

En el Régimen de Precio Libre las transacciones se realizan sin la intervención del estado y comprende las transacciones entre los siguientes agentes:

- a. Entre generadores, cogeneradores, autoprodutores, distribuidores y grandes consumidores,
- b. Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica y potencia.

En el Régimen de Precio Regulado las transacciones son remuneradas mediante precios aprobados por el Ente Regulador que es el INE, y comprende las siguientes transacciones:

- a. Las ventas de energía y potencia de los distribuidores a los consumidores finales,
- b. El transporte (peaje) de energía y potencia en el sistema de transmisión y distribución.

Los grandes consumidores (agentes con carga concentrada mayor a 1.000 KW) pueden realizar transacciones en cualquiera de los regímenes mencionados, siempre que cumplan con las normativas vigentes.

#### 3.2.1. Precios pagados a los generadores

En el contexto de la arquitectura del mercado eléctrico nicaragüense existen diversas figuras de participación posible para los generadores: los contratos de término y los contratos en el mercado de ocasión.

#### Comportamiento del precio de generación

Los contratos pueden ser acordados para comprar potencia y energía o solamente para la potencia o la energía. Las cantidades de potencia o de energía contratadas por día, hora o por la estación pueden variar libremente. En el mercado de contratos se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo con las partes involucradas: Contratos de Suministro y Contratos de Generación. Por otra parte de acuerdo con la localización de las partes se diferencian entre: Contratos Internos, Contratos de Importación y Contratos de Exportación. Hoy en día todavía existen Contratos de Modalidad PPA (Power Purchase Agreement) que se caracterizan por ser contratos con obligaciones "tome o pague" de la potencia contratada y sin obligaciones de compra de energía generada, comprándose solamente la energía despachada.

En Nicaragua, cada distribuidor tiene la obligación de contratar la compra de energía eléctrica con genera-



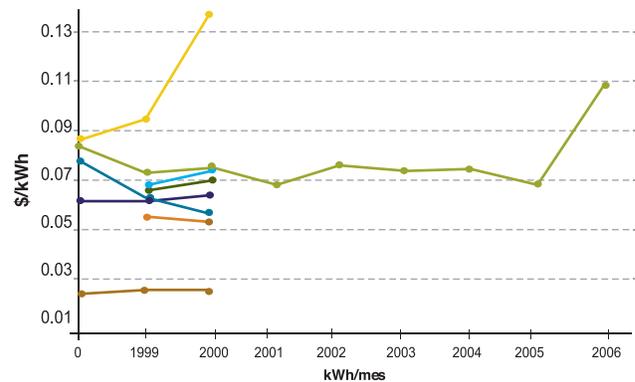
dores ubicados en el territorio nacional o en otro país, a través de contratos; que cubran un porcentaje de su demanda prevista (un 80% de la demanda máxima del año siguiente y un 60% para los siguientes 24 meses); el restante porcentaje de la energía demandada proyectada puede ser comprado en el mercado de oportunidad.

Los contratos de término son generalmente contratos establecidos entre actores del mercado y son de naturaleza legal privada, por lo que generalmente no existe información en el dominio público de los mismos. Sin embargo existe alguna información disponible sobre tendencias históricas de precios pagados promedio a distintos generadores en el país (ver Figura 3.6) en el periodo 1998- 2006 de acuerdo a CEPAL.

La Tabla 3.13 presenta información promedio generada por CEPAL sobre precios pagados a generadores por tipo de tecnología, con datos relevantes hasta el año 2006.

FIG. 3.6

Precio promedio histórico por generador en el mercado de contratos (1998-2006)<sup>47</sup>



La Tabla 3.13 presenta información promedio generada por CEPAL sobre precios pagados a generadores por tipo de tecnología, con datos relevantes hasta el año 2006.

TABLA 3.13

Precios promedio pagados para distintos tipos de generadores eléctricos por tecnología en Nicaragua

Año	Precio (US\$/KWh)			
	Hidro	Geotermia	Térmica	Promedio
2003	0,0498	0,0479	0,0693	0,0651
2004	0,0542	0,0494	0,0695	0,0660
2005	0,0580	0,0512	0,0610	0,0597
2006	0,0650	0,0536	0,1054	0,0963

Existe algún nivel de información disponible en Nicaragua que permite conocer tendencias actuales de condiciones de pago en los contratos de término establecidos en el mercado. El sitio web del INE ([www.ine.gob.ni](http://www.ine.gob.ni)), incluye un link a Contratos en donde aparece información de algunos contratos existentes, incluyendo generadores renovables y térmicos. De la misma manera, en el sitio web del Centro Nacional de Despacho ([www.cndc.gob.ni](http://www.cndc.gob.ni)) aparecen registradas las transacciones generadas por diversas plantas en forma horaria, junto con los montos de compra a nivel horario que permite obtener una cierta idea de rangos de pagos que se

están dando en la actualidad en este mercado de contratos.

A manera de ejemplo se ha dado seguimiento a la información disponible de un generador a partir de residuos de biomasa y un generador hidroeléctrico obteniéndose que las tendencias de pago de estos contratos son:

Co-generador a partir de residuos de biomasa<sup>48</sup>: para los años 2009-2012 el pago por energía es de US\$ 82,5/ MWh y el pago por potencia es de US\$ 0,045-0,0562/ KW-mes.

<sup>47</sup> Datos basados en el reporte para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico del año 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de Naciones Unidas, CEPAL y que puede ser encontrados en <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf>

<sup>48</sup> Información disponible en internet en el sitio web del INE sobre adecuaciones del contrato de término de Ingenio Monte Rosa, disponible en: <http://www.ine.gob.ni/DGE/contratos/ADENDA%201%20CONTRATO%20MONTE%20ROSA%20DISN-DISSUR.pdf>



### 3.2.2. Precios de la energía eléctrica para usuarios finales.

Las tarifas a clientes finales del servicio de distribución son establecidas por el INE mediante solicitud de las distribuidoras. La metodología de cálculo así como la estructura de las tarifas es aprobada para periodos de 5 años. Las tarifas a clientes finales incluyen los siguientes costos:

- a. Costo de compras mayoristas de energía y potencia,
- b. Costo de peaje de transmisión,
- c. Factor de expansión de pérdidas reconocidas para un distribuidor eficiente,
- d. Valor agregado de distribución.

Las compras de energía y potencia son resultado de las transacciones realizadas en los mercados de contratos y de ocasión. Los peajes incluyen costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo beneficios calculados sobre la base de tasas de descuento establecidas por el regulador. En el valor agregado de distribución se incluyen costos de reposición de las redes de distribución, costos de O&M, gastos administrativos y una tasa razonable de rentabilidad. No ha sido posible obtener la información de los componentes de costos relativos a peajes de transmisión, factor de expansión y valor agregado de distribución para Nicaragua (o su metodología de cálculo), por lo que no se presentan en este estudio.

Las tarifas incluyen cargos por: unidad de consumo de energía, unidad de potencia máxima, comercialización, alumbrado público y por regulación.

La Tabla 3.15 presenta el pliego tarifario vigente en Nicaragua en la actualidad.

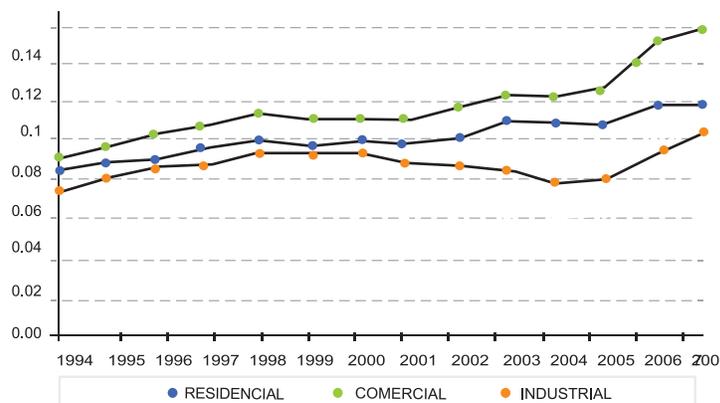
**TABLA 3.15** Pliego tarifario de Nicaragua a Mayo del 2009

**INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA  
ENTE REGULADOR  
CARGO FIJO DE COMERCIALIZACION  
TARIFAS ACTUALIZADAS A ENTRAR EN VIGENCIA EL 1 DE MAYO DE 2009  
AUTORIZADAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS DISNORTE Y DISSUR**

BLOQUES DE CONSUMO	CARGO C\$/Cliente-mes
<b>RESIDENCIAL</b>	
0-25 kWh	18.6164
26-50 kWh	18.6164
51-100 kWh	18.6164
101-150 kWh	18.6164
151-500 kWh	54.2407
501-1000 kWh	100.8879
MÁS DE 1000 kWh	216.9626
<b>GENERAL MENOR Y APOYO TURISTICO MENOR</b>	
0-140 kWh	53.0483
> 140 kWh	88.5898
<b>GENERAL E IND MENOR Y APOYO TURISTICO MENOR BINOMIAL</b>	
0-140 kWh	88.5898
> 140 kWh	88.5898
<b>GENERAL MAYOR Y APOYO TURISTICO MAYOR</b>	
	1,273.1600
<b>INDUSTRIA MENOR E INDUSTRIA TURISTICA MENOR</b>	
0-140 kWh	53.0483
> 140 kWh	88.5898
<b>INDUSTRIA MEDIANA E INDUSTRIA TURISTICA MEDIANA</b>	
	1,273.1600
<b>INDUSTRIA MAYOR E INDUSTRIA TURISTICA MAYOR</b>	
	2,121.9334
<b>BOMBEO</b>	
0-4000 kWh	551.7021
> 4000 kWh	551.7021
<b>IGLESIAS</b>	
	32.5449
<b>RADIODIFUSORAS</b>	
	0.0000
<b>A. PUBLICO</b>	
	0.0000
<b>RIEGO</b>	
	0.0000

NOTAS: I La tasa Residencial es aplicable a tarifa T-A y T-J.  
II La tasa General Menor es aplicable a tarifa T-B  
III La tasa Industrial Menor es aplicable a tarifa T-C

**FIG. 3.8** Precios Promedio a Usuarios Finales en Nicaragua (1994-2007)<sup>52</sup>



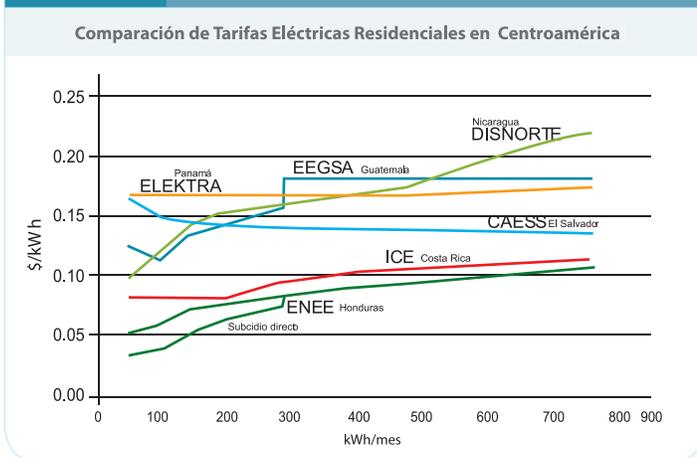
La Figura 3.8 presenta información histórica de precios de energía eléctrica a diversos usuarios finales en Nicaragua de acuerdo a CEPAL.

<sup>52</sup> Datos basados en el reporte para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico del año 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de Naciones Unidas, CEPAL y que puede ser encontrado en [www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf](http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf)

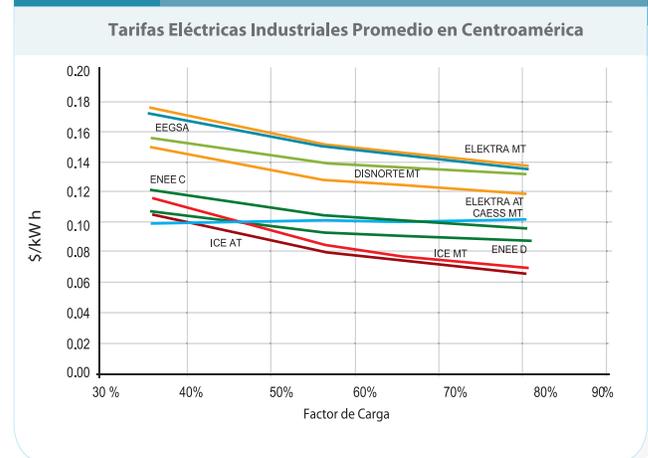


La Figura 3.9 presenta una comparación histórica de las tarifas eléctricas de las principales distribuidoras de la región centroamericana al 2007 que indica tendencias generales de los precios en la región destacándose que las tarifas en Nicaragua se sitúan en rangos medio en lo referente a usuarios de bajo consumo, escalando hacia valores comparativamente altos a nivel regional conforme se incrementa el nivel de consumo por los usuarios.

**FIG. 3.9** Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007<sup>53</sup>



**FIG. 3.9** Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007



### 3.3. Conclusiones.

Los costos de generación sobre tendencias de inversión en proyectos tipo (en los rangos de interés para este estudio) que han sido estimados para el país son representativos de las tendencias observadas en las consultas realizadas con desarrolladores de proyectos específicos, y por lo tanto presentan un panorama sobre la realidad de lo que es esperable encontrar en el universo de proyectos en desarrollo o prospección de desarrollo. Los rangos de costos estimados de generación para proyectos renovables está en el rango entre los US\$ 0,041-0,27/KWh que compara con rangos entre los US\$ 0,13-0,28/KWh para las tecnologías fósiles consideradas. En términos generales se muestra en el análisis que las tecnologías renovables son generalmente competitivas con respecto a la generación fósil en el país desde la perspectiva de costos de generación.

Es adecuado mencionar que diferentes tecnologías, y condiciones de proyecto reflejadas en los factores de planta que pueden ser encontrados y que dependerán de las condiciones de sitio de proyecto tienen un impacto muy grande en que tan competitivo será ultimadamente un proyecto o una participación renovable por tipo de tecnología. Casos como la generación eólica son claramente ejemplificantes de este

tema, por cuanto el impacto que tiene un buen o mal régimen de viento es fundamental para definir o no la existencia de un proyecto; siendo este tema básicamente similar en las variables hidrológicas para un proyecto hidroeléctrico. Los rangos observados de costos de generación, por ejemplo para la geotermia deben ser observados con atención, pues en el análisis presentado no se incluyeron costos de prospección del recurso. Los proyectos de generación a partir de residuos de biomasa se mantienen como proyectos de buen nivel de costos, especialmente cuando los costos variables de manejo del recurso no son directamente cargados al proyecto de exportación eléctrica y más bien se cargan a componentes empresariales como la producción de azúcar. En este trabajo no se ha dado consideración específica a la generación dendroenergética de plantaciones dedicadas a la producción eléctrica.

La tasa de descuento mínima o expectativa de retorno del capital accionario para el capital en un proyecto de energía en Nicaragua podría estar alrededor del 23,5% que es un valor alto comparativo a lo observado en otros países de la región.

<sup>53</sup> Banco Mundial. Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final 10 Julio, 2007.

El contexto regulatorio del país es cada día más claro y responde a los preceptos de la normativa vigente en el mercado eléctrico del país (existiendo un alto nivel de transparencia en el acceso a la información). Puede haber vulnerabilidades del proceso de reforma debido a la economía política institucional en el sector debido a la continua situación de crisis que vive el sector eléctrico así como a los intereses que mantiene el gobierno en desarrollar ciertos proyectos eléctricos con el apoyo de gobiernos amigos que tienen interés en dar este tipo de apoyo a Nicaragua, lo que puede causar una distorsión en las señales que reciben los generadores de tipo privado.

Existen diversos espacios de participación para el desarrollo de proyectos renovables en el país, principalmente dados por la existencia de contratos de término y del mercado de ocasión, sin embargo la estrategia de comercialización y el “know-how” que tenga el desarrollador es fundamental; notándose que los proyectos deben buscar algún tipo de hibridación para entrar a maximizar sus ingresos. Las señales parecen estar entre rangos de pagos por generación de energía renovable en el rango de entre US\$ 65-85/MWh lo que ubica estas tarifas en un rango medio de lo observado en la región centroamericana.



## 4. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN NICARAGUA

El presente capítulo tiene por objetivos presentar elementos generales del estado de situación del Mecanismo de Desarrollo Limpio a nivel internacional en relación a las tendencias de los mercados de carbono así como de componentes de ciclo de desarrollo de proyectos en estos mecanismos de flexibilidad, así como pasar por una revisión aplicada de los elementos metodológicos y de modalidades/procedimientos aplicables a los proyectos de generación de energía renovable; para pasar luego a detallar el estado de situación institucional y normativa local a nivel país para la aprobación de proyectos MDL. El capítulo también presenta el estado de situación de los portafolios globales/regionales y locales de proyectos MDL con el interés de poder realizar y contrastar la participación del país en el mercado de carbono a nivel internacional.

### 4.1. Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un programa de incentivos económicos establecido por Naciones Unidas<sup>54</sup>, para promover nuevas inversiones en proyectos que reduzcan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El sistema está creando un mercado global de demanda y oferta para el servicio certificado de reducciones de GEI. El Protocolo de Kioto es un brazo de la Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés) que busca enfrentar el problema del cambio climático generado por la interferencia humana en las dinámicas climáticas globales con el objetivo de tratar de estabilizar las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Los proyectos MDL deben ser formulados, revisados y aprobados de acuerdo con la reglamentación establecida por la Junta Ejecutiva del MDL, en acuerdo con las modalidades y procedimientos del MDL. Igualmente deben ser evaluados por auditores especializados y aprobados por dicha Junta Ejecutiva del MDL. Se han establecido una serie de criterios de registro para este tipo de proyectos entre los que están la elegibilidad, la adicionalidad; donde cada proyecto debe demostrar que no se hubiese implementado en la ausencia del incentivo del MDL así como diversas documentaciones estandarizadas que deben ser usadas para su valoración.

Las emisiones reducidas por nuevas inversiones bajo el marco del MDL deben ser monitoreadas cuidadosamente y reportadas con periodicidad a la Junta Ejecutiva del MDL, para que las reducciones sean certificadas. Cada Certificado de Reducción de Emisiones (CER) representa la mitigación de una tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente<sup>55</sup>. El valor general de los CER's es determinado por la demanda y oferta en el mercado internacional, y el precio depende de la estrategia de presentación y negociación de los CER's. Un proyecto debidamente acreditado ante el MDL puede aspirar a generar CER's por períodos de hasta 21 años, en función de su selección de períodos de acreditación.

#### 4.1.1. Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Protocolo de Kioto fue acordado en esa ciudad japonesa por 184 países del mundo en Diciembre de 1997. Fue ratificado y adquirió forma legal en el 2005, requiriendo que 37 países industrializados reduzcan sus emisiones en un promedio cercano al 5% por debajo de sus emisiones de 1990 en el periodo de 2008-2012. El protocolo fue un primer e importante primer paso en el proceso de controlar las emisiones de gases de efecto invernadero y ha llevado a muchos países industrializados a establecer instituciones y políticas necesarias para alcanzar las reducciones de emisiones. Su impacto en el marco de los aumentos de emisiones observados ha sido relativamente bajo. Los países pueden alcanzar sus metas de reducciones parcialmente a través de invertir en proyectos de reducciones en otros países. Actualmente el mayor de estos "mecanismos de flexibilidad" es el MDL.

Durante el último año, los principales desarrollos observados en el contexto de la normativa/regulación del Protocolo de Kioto ha sido el hecho de que el Reporte más reciente del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en Inglés) ha indicado lo complejo y acelerado de la dinámica de calentamiento global que llama a renovar los esfuerzos para combatir este problema. En el 2007 el IPCC fue galardonado con el Premio Nobel de la Paz, reconociendo el esfuerzo y trabajo realizado por la comunidad científica mundial en dar respuestas y sendas de acción a la sociedad humana.

<sup>54</sup> Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

<sup>55</sup> Dado que el Protocolo de Kioto busca controlar la emisión de 6 GEI, cada uno con un potencial de calentamiento global.

Actualmente se encuentra en implementación la agenda definida en Bali denominado el Plan de acción de Bali que debe concluir en Diciembre del presente año durante la 15ª Convención de las Partes a desarrollarse en Dinamarca en Diciembre del 2009, con una nueva negociación de arquitecturas de respuestas globales ante el problema. Se encuentran en discusión dos principales aspectos relativos a formas de lograr profundizar los compromisos de reducciones de emisiones que son necesarios así como formas de establecer nuevos esquemas de colaboración entre las naciones.

Ambos temas son muy complejos y se anticipa un ritmo muy contencioso de negociaciones.

Los resultados de estas negociaciones tendrán impactos importantes en la forma que se manejan los mecanismos de flexibilidad, de los cuales el MDL es uno de ellos; y por ende cualquier negociación tendrá efectos sobre el comportamiento de los mercados derivados de reducciones de emisiones en el futuro próximo en especial después del 2012 cuando se cumple el denominado Primer Periodo de Cumplimiento del Protocolo de Kioto.

El presente trabajo no pretende convertirse en un tratado sobre el estado actual de las negociaciones climáticas y como se verá más adelante el objetivo de esta sección es hacer ver al lector los hechos más sobre-

salientes en el mercado internacional de reducciones de emisiones y sus características

#### 4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono<sup>56</sup>

El mercado de carbono es uno de los resultados más visibles de la acción reguladora en el tema del cambio climático. Para el 2007 el valor identificado del mercado de carbono representó alrededor de US\$ 64 billones distribuidos de acuerdo a la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1** Características recientes de los mercados de carbono

	2006		2007	
	Volumen (MtCO <sub>2</sub> e)	Valor (M US\$)	Volumen (MtCO <sub>2</sub> e)	Valor (M US\$)
<b>Mercados de permisos</b>				
EUETS	1.104	24.436	2.061	50.097
New South Wales	20	225	25	224
Chicago Climate Exchange	10	38	23	72
UKETS	nd	nd	nd	nd
<b>Sub Total</b>	<b>1.134</b>	<b>24.669</b>	<b>2.109</b>	<b>50.394</b>
<b>Transacciones de proyectos</b>				
MDL primario	537	5.804	551	7.426
MDL secundario	25	445	240	5.451
Implementación Conjunta	16	141	41	499
Otras transacciones de cumplimiento o voluntarias	33	146	4	265
<b>Sub Total</b>	<b>611</b>	<b>6.536</b>	<b>874</b>	<b>13.641</b>
<b>Total</b>	<b>1.745</b>	<b>31.235</b>	<b>2.983</b>	<b>64.035</b>

<sup>56</sup> Basado en la publicación del Banco Mundial: State and Trends of the Carbon Markets 2008. Washington 2008 disponible en <http://www.carbonfinance.org>



Las principales tendencias observadas en los mercados de carbono en el último año son:

- **Mercados de permisos:** El sistema europeo del “European Union Emission Trading System” (EUETS) ha sido exitoso en su misión de alcanzar reducciones de emisiones a través de la acción doméstica en Europa. La Comisión Europea ha fortalecido diversos aspectos de diseño que incluyen metas de reducciones más profundas, provisión de mayor flexibilidad para reducciones de permisos y menos para reducciones por proyectos, atención a la armonización dentro de la región europea y por sobre todo visibilización de largo plazo para objetivos de hasta al menos el 2020, con lo cual se ha generado mayor confianza en las transacciones de carbono como medida costo efectiva para la mitigación del cambio climático. En el 2007 se tranzaron cerca de US\$50 billones casi todas de la fase II del EUETS y se negociaron contratos derivados en forma “over the counter”, a través de negociaciones bilaterales y plataformas de intercambio cada vez más transparentes. Se dieron negociaciones de tipo de “flow trading” así como de “proprietary trading” por parte de compañías energéticas e industriales así como por parte de grupos financieros.
- **Mercados basados en proyectos:** Los compradores continuaron mostrando un fuerte apetito por reducciones de emisiones tipo MDL primario, mostrando un aumento en el número de proyectos procedentes de 68 países que ofrecieron cerca de 2.500 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e (MtCO<sub>2</sub>e), a través de más de 3.000 proyectos. Esta oferta potencial recibió gran atención de compradores e inversionistas del sector privado y se tranzaron cerca de 634 MtCO<sub>2</sub>e, cerca de un 34% más que en el 2006.
- **Mercados dominados por cumplimiento:** El MDL dominó los mercados basados en proyectos con 87% del volumen y un 91% de los valores con respecto a la Implementación Conjunta (JI por sus siglas en Inglés), lográndose casi una triplicación del mismo. El MDL observó transacciones primarias del orden de los US\$7,4 billones con una demanda proveniente de entes del sector privado en la Unión Europea y sus gobiernos así como de Japón. Los mercados voluntarios que responden a señales diferentes a las establecidas en regulaciones específicas también mostraron un nivel importante de aumento en este periodo.
- **China domina y finalmente África empieza a emerger en el MDL:** China fue otra vez el gran vendedor y expandió su presencia en el mercado con un 73%, mientras que los países de África (5%) y de Europa del Este y Asia Central (ambos con un 1%) han empezado a emerger en el mercado de ofertas de carbono del MDL. Brasil e India han mantenido su participación con cerca del 6% cada uno y el resto de Latino América ocupa el restante portafolio de transacciones.
- **El MDL entrega en energía limpia:** Los contratos de carbono provenientes de proyectos de energía limpia significaron cerca de 2/3 de los volúmenes tranzados en los mercados de proyectos, reflejando la misión del MDL de apoyar las reducciones de emisiones y contribuir con el desarrollo sostenible. Generalmente estos proyectos usan tecnologías probadas y son operados por compañías con experiencia con lo cual se logra una alta tasa de generación real de certificados de reducciones de emisiones, y por lo tanto son buscados en el mercado ahora que los proyectos de reducciones de emisiones de gases industriales han sido severamente regulados en su entrada en el MDL. Se empieza a observar concordancia entre compradores necesitados de compensar emisiones de CO<sub>2</sub> comprando reducciones reales de proyectos que mitigan el CO<sub>2</sub>, a diferencia de la tendencia observada anteriormente en años anteriores en los cuales los proyectos de mitigación de gases como refrigerantes ocuparon fuertes segmentos de las transacciones.
- **Precios y diferenciaciones en el precio:** El aumento de valores tranzados reflejó precios más altos para contratos adelantados primarios, que tuvieron un precio promedio de Euros 10 en el 2007, con un spread entre 8 y 13. Los precios reflejaron lo competitivo de la actividad. Los precios generalmente reconocen cuando un proyecto MDL está más avanzado en el ciclo regulatorio del mecanismo sea porque están ya inscritos, o son desarrollados por empresas exitosas o porque son proyectos con volúmenes de reducciones grandes. Los precios “spot” en el mercado del MDL lograron valores de hasta euros 16 pero siempre con un descuento con respecto a lo pagado en el EUETS.
- **Inversiones amigables al clima:** Los analistas estiman que cerca de US\$9,5 billones fueron invertidos en 58 fondos públicos y privados que compran carbono directamente o que invierten directamente en proyectos o compañías que generan activos de carbono. Este aumento se dio por nuevos actores que ingresan como fondos generando dividendos a inversionistas o involucrándose más tempranamente en el proceso de desarrollo de proyectos a través de incorporación de capital accionario necesario para desarrollar los activos de carbono.
- **Surgimiento de mercados secundarios:** El desarrollo más importante durante el 2007 ha sido el desarrollo de mercados secundarios. Tomando en cuenta los riesgos regulatorios, se han desarrollado innovaciones im-



portantes desde la perspectiva de generación de garantías basadas en portafolios de proyectos. En estas transacciones, un vendedor secundario, generalmente un “agregador” de mercado vende CER’s garantizados en contratos asegurados a partir de una parte de su propio portafolio. Estas garantías han sido generalmente realizadas por el balance financiero de un banco que es involucrado por el vendedor secundario.

- **Atrasos procedimentales en el MDL:** A pesar de sus éxitos, el MDL continua siendo observado a nivel internacional. Continúan existiendo ineficiencias regulatorias y cuellos de botella que atrasan el registro y otorgamiento de CER’s. Por ejemplo cerca de un 66% de los proyectos se encuentran en etapa de validación, generalmente se requiere de hasta 6 meses para lograr la contratación de un Ente Operacional Designado (DOE por sus siglas en inglés) como auditor para un proyecto, se ocupan alrededor de 80 días en el proceso de solicitar registro hasta lograrlo, y se están tomando en promedio entre 1 y 2 años para lograr la emisión del “commodity” de las reducciones de emisiones (los Certificados de reducciones de emisiones es decir los CER’s) una vez que se entró en el ciclo de proyecto.
- **Regulaciones complejas y su impacto:** Existe un cuello de botella a nivel de auditores de MDL, en el cual no es sencillo contratar, entrenar el personal necesario; por lo que algunos proyectos han sido inscritos en forma incorrecta; lo que ha resultado en que la Junta Ejecutiva del MDL está realizando un alto llamado a revisiones de los proyectos al momento de solicitar el registro en el MDL. A la vez se han elevado preocupaciones importantes sobre la adicionalidad de los proyectos, la eficiencia procedimental y en el largo plazo la sostenibilidad del mecanismo (observado claramente en la discusión sobre adicionalidad de los proyectos de cambio de ciclo combinado en plantas energéticas de China).
- **Impacto de los atrasos sobre los pagos en el mercado:** Los atrasos observados impactan definitivamente sobre la innovación tan necesaria para enfrentar el problema de mitigación de cambio climático. Los atrasos se están convirtiendo en una señal de que se negociará con aquellos proyectos que parece si pueden avanzar a pesar de los atrasos del MDL, con lo cual se está gestando una discriminación en el mercado de considerar proyectos que si necesitan del MDL para remover barreras a su desarrollo.
- **Manejo inadecuado de riesgos comerciales:** Algunas empresas han quedado sobre expuestas en

el mercado debido a un manejo imprudente de su gestión de riesgos comerciales, mostrando una tendencia a querer criticar solamente el riesgo regulador del MDL, pero sin embargo es necesario decir que debe mejorarse la gestión del riesgo comercial en el mercado y sus actores..

Algunos de las principales observaciones sobre el futuro de los mercados de carbono son:

- **El “ímpetu” del mercado es fuerte por el momento:** El EUETS ha creado una arquitectura robusta para los mercados de carbono. Habiendo sido creados estos mercados por regulaciones, parece que la principal sombra de riesgo es la indefinición de la continuidad del mercados después del 2012, lo cual solo puede ser definido por los tomadores de decisiones y los reguladores, por lo que los procesos de negociación durante el 2009 son fundamentales.
- **El MDL se encuentra ante importantes encrucijadas:** Aún cuando las nuevas propuestas de la Unión Europea son alentadoras en muchas direcciones, no lo son tanto para las transacciones basadas en proyectos. Al indexar la demanda de reducciones tipo MDL al éxito de la negociación del régimen climático post 2012, basado en criterios de convergencia económica que llama a países en vías de desarrollo con tasas de crecimiento económico altas y generación importante de emisiones (como China, India, Brasil, África del Sur) a empezar a tomar compromisos de reducción de emisiones, la Unión Europea está contribuyendo a disminuir el “ímpetu” del mercado asociado con el MDL.
- **Tiempo de re-pensar el MDL:** La principal fortaleza del MDL ha sido integrar países en las transacciones así como actores públicos y privados. El reto a futuro está en cómo fortalecer el mecanismo para lograr profundizar más la escala de las intervenciones, lo cual seguramente necesitará de explicitar nuevos objetivos alrededor de la transferencia de tecnología en el mecanismo y el consiguiente financiamiento para esta transferencia tecnológica.
- **Nuevas fases del MDL:** Se necesita crecer en la curva de aprendizaje y se deberá evolucionar hacia enfoques y metodologías que contribuyan a determinar reducciones de emisiones en formas agregadas o sectoriales manteniendo el conservadurismo y transparencia, con lo cual se deben plantear innovaciones importantes a nivel de creación de incentivos en gran escala así como en la transformación de programas de inversión a nivel global.



El año 2009 plantea grandes retos y encrucijadas a las negociaciones del cambio climático así como a los mercados de carbono. En el tiempo más recientes e ha fortalecido el rol del mercado en el contexto de la mitigación al cambio climático. Los proyectos de energía renovable en el MDL continúan siendo buscados por los compradores de reducciones, pero las señales observadas de las posiciones de negociación podrían ser contraproducentes especialmente para potenciales proyectos cuyas entradas en operación estén proyectadas hacia el 2011 y 2012, por cuanto ante la incertidumbre regulatoria se podría volver difícil el establecimiento de intenciones de compra temprana, por lo cual seguirá siendo real la desconexión entre el financiamiento de la energía limpia y el reconocimiento de las externalidades ambientales de contribución de este tipo de energías.

#### 4.2. Marco Institucional para el MDL en Nicaragua: Actores Normativos Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL

La UNFCCC y el Protocolo de Kioto han establecido requerimientos de participación para las actividades de proyecto de reducciones/remociones de emisiones. Estos requerimientos incluyen:

1. Realizarse en un país que ha ratificado el Protocolo de Kioto y que ha designado una Autoridad Nacional Designada para el MDL debidamente reportada a la Secretaria de la Convención.
2. Se debe contar con un PDD validado por un ente designado acreditado (DOE) que deberá contener la información necesaria para justificar que las reducciones de emisiones esperadas por el proyecto van a ser reales, medibles y de largo plazo, junto con la demostración de que esas reducciones de emisiones no hubiesen ocurrido de cualquier manera.
3. Para lograr la validación y el registro de la actividad de proyecto, este debe contar con una aprobación nacional
4. Una vez el proyecto sea registrado, este debe ser monitoreado según el Plan de Monitoreo establecido, y periódicamente este es verificado y certificado por la DOE y la JE y así se puede;
5. Emitir las reducciones de emisiones certificadas que son características de los proyectos MDL.

Para la aprobación nacional en el contexto MDL, los países generalmente desarrollan una institucionalidad para cumplir con esa aprobación de acuerdo a las guías establecidas por parte de la Junta Directiva del MDL. El

proceso de aprobación nacional es un proceso soberano de cada país y en él cada país dispone el ordenamiento y naturaleza así como el alcance de dicha aprobación. Los puntos más importantes de esa aprobación generalmente conciernen a la ratificación nacional del protocolo de dicho país, la naturaleza voluntaria de la participación y la contribución positiva que el proyecto tiene al alcance de objetivos nacionales de desarrollo sostenible.

La presente sección tiene como objetivo realizar una descripción del marco institucional para el MDL en Nicaragua, indicándose los distintos actores participantes; así como una síntesis descriptiva de los procedimientos de aprobación para proyectos MDL.

#### 4.3 Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Nicaragua.

Nicaragua suscribió y ratificó la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas desde la década pasada y el Protocolo de Kioto fue firmado el 07/07/98 y ratificado el 18/11/99<sup>57</sup>, y cuenta con una DNA designada oficialmente, acreditada, notificada y comunicada <sup>58</sup>, contando el país con proyectos registrados.

##### 4.3.1 Autoridad Nacional Designada MDL de Nicaragua: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL.

La Autoridad Nacional Designada (DNA) del MDL en Nicaragua es el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARENA). Mediante Decreto No. 21-200259, se creó la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio (ONDL), como unidad administrativa de carácter desconcentrado en materia de Cambio Climático, adscrita a la Dirección General de Biodiversidad y Uso Sostenible de los Recursos Naturales y dependiendo jerárquicamente del MARENA.

La Tabla 4.2 presenta la información de contacto relevante de la DNA del país.

<sup>57</sup> Coto, Oscar y Morera, Liana. Cambio Climático: "Capacidades Técnicas Existentes y Actividades Relacionadas con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en los Países de América Latina y el Caribe". Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)/University of Calgary. San José, Costa Rica. Octubre de 2004

<sup>58</sup> www.lariocc.net

**Tabla 4.2 Información oficial de contacto de la DNA Nicaragua**

Nicaragua	Autoridad Nacional Designada	Contacto y coordenadas (Teléfono, fax, correo electrónico, sitio web)
	Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA)	Dr. Freddy de Jesús Picado fpicado@marena.gob.ni, comunac@ibw.com.ni Km . 12 ½ Carretera Norte, Frente a Corporación de Zonas Francas, Apartado Postal No. 5123, Managua, Nicaragua Tel.: (505)233-4455, Fax: (505)233 4455
Otras fuentes de información relacionadas y entidad u oficinas responsable de actividades operativas MDL		La Oficina Nacional de Desarrollo Limpio (ONDL) ha sido designada como oficina administrativa y operativa por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales de Nicaragua, para efectos del MDL y sus compromisos nacionales Sitio Web: <a href="http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_content&amp;task=view&amp;id=17&amp;Itemid=58">http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_content&amp;task=view&amp;id=17&amp;Itemid=58</a> Bernardo Romualdo Torres Guerrero, e-mail btorres@marena.gob.ni Manuel Madriz, manuelmadriz_c@yahoo.com, betogue@yahoo.com mmadriz@marena.gob.ni

**4.3.2 Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Nicaragua: alcance y criterios.**

Para la realización de esta sección fue realizada una consulta directa a la DNA del país, así como la revisión de información adicional disponible en sitios web y documentaciones oficiales.

Es importante aclararle al lector que se debe diferenciar entre procedimientos que orientan al desarrollador para lograr cartas de aprobación nacional y de no objeción, sobre los que se concentran las siguientes partes de esta sección y los procedimientos internos de la DNA para otorgar la aprobación. Estos últimos son menos frecuentes de encontrar o en algunos casos no existen o no están disponibles.

Los conceptos utilizados por los países de la región en general, para buscar complacencia de las actividades de proyecto MDL con el desarrollo sostenible son:

- Congruencia y contribución con las políticas nacionales, regionales y sectoriales vigentes
- Cumplimiento de la legislación nacional y local (ambiental y no ambiental)
- Contribución al mejoramiento de los niveles de vida, medido a través de algunos criterios tales como nivel de ingreso, generación neta de empleo, respeto de la cultura local, inversión, etc.
- Observancia a avances tecnológicos: transferencia de tecnología, utilización de nuevas fuentes de energía renovable.
- Relaciones con las comunidades locales.

La Tabla 4.3 presenta la información relevante de Nicaragua en el tema de aprobación nacional así como de carta de no objeción. Se resume el procedimiento de evaluación y aprobación de proyectos actualmente utilizado, así como el detalle de los requisitos que debe cumplir un proyecto para obtener las cartas de no objeción y de aprobación nacional respectivamente.



TABLA 4.3

### Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Nicaragua

Carta de No Objeción			
Requisitos			
Tiempo de respuesta de la DNA y documentación requerida en general para el proceso			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida		
15 días hábiles luego de la firma del Convenio con ONDL	Personerías de la empresa y sus representantes. Entregar carta de solicitud (Machote definido) . En caso de personas naturales, cédula de identidad y declaración jurada para asumir compromisos con la ONDL ante dos testigos. Copia de certificación de la empresa ante registros competentes. Acta de Junta Directiva respectiva autorizando al representante a proponer proyectos y suscribir acuerdos con la ONDL		
Requisitos ambientales para los proyectos MDL			
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental
No hay en esta etapa			
Requisitos asociados con las modalidades y procedimientos del MDL ( Diseño y validación de las actividades de proyecto) solicitados para la aprobación nacional			
PINP	DD	Reporte de validación positivo	
Se solicita, en español, demostrando que el proyecto contribuirá al mejoramiento de las condiciones socio- económicas y ambientales de la población local	No se solicita	No se solicita	
Requisitos de socialización del proyecto y otros requisitos en el proceso de Aprobación Nacional			
Plan de desarrollo comunitario	Informe de socialización del proyecto	Otros requisitos	
Carta Municipal donde indica que el proyecto se ajusta a su Plan de Desarrollo o que no objeta el proyecto.	No se solicita	Firmar acuerdo con la ONDL de Nicaragua, donde indica que la información es confidencial (cuando es un ente público) . Servicio de venta de CER´s a solicitud del proponente ONDL podrá cobrar 2 %. Se realiza visita.	
Procedimiento			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El proponente presenta PIN y solicitud escrita de carta de no objeción</li> <li>2. La ONDL evalúa el PIN. Si el proyecto cumple de forma general con los lineamientos de un proyecto MDL y con los requisitos solicitados se procede a firmar un acuerdo de cooperación entre la ONDL y el proponente</li> <li>3. Una vez firmado el acuerdo de cooperación y entregada toda la documentación requerida, la ONDL tendrá un plazo no mayor a 15 días hábiles para emitir la carta de no objeción .</li> </ol>			

**TABLA 4.3**

**Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Nicaragua (Continuación)**

Aprobación Nacional MDL			
Requisitos			
Tiempo de respuesta de la DNA y documentación requerida en general para el proceso			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida		
Ventanilla única 30 días hábiles	Entregar carta de solicitud (Machote definido).		
Requisitos ambientales para los proyectos MDL			
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental
Cumplimiento de marco regulatorio nicaragüense	No se solicita	Cumplimiento de marco regulatorio nicaragüense	No se solicita
Requisitos asociados con las modalidades y procedimientos del MDL (Diseño y validación de las actividades de proyecto) solicitados para la aprobación nacional			
PIN	PDD	Reporte de validación positivo	
No se solicita	Cumplir con modalidades y procedimientos (doble chequeo). ONDL visita el proyecto a costas del desarrollador, por un máximo de 4 días . Evidencia en el PDD que el proyecto contribuye al desarrollo sostenible, así como al incremento de las condiciones de vida social, económica y ambiental del país .	No se solicita	
Requisitos de socialización del proyecto y otros requisitos en el proceso de Aprobación Nacional			
Plan de desarrollo comunitario	Informe de socialización del proyecto	Otros requisitos	
-	Realizar una consulta pública , convocándola por medios de prensa nacionales (forma estructurada) e indicando la disponibilidad del proyecto en ONDL y MARENA de Nicaragua para recibir comentarios previos.	Cumplimiento con la legislación vigente . Cumplir criterios.	



## Procedimiento

1. El proponente presenta el PDD y solicitud escrita de aval gubernamental
2. La ONDL pone a disposición de la ciudadanía el PDD y el PIN a través de su página WEB y de copias en el Centro de Documentación y/o oficinas departamentales del MARENA, según sea el caso con el fin de recibir comentarios sobre el proyecto.
3. El proponente debe informar sobre la disposición del PDD para comentarios a través de los medios de comunicación escritos y fijar una fecha e invitar a una consulta pública del proyecto.
4. La ONDL revisa el PDD en concordancia con los criterios y requisitos de un proyecto MDL. Asimismo realiza, cuando lo estime necesario, una visita al sitio del proyecto.
5. Una vez analizado el PDD y realizada la consulta pública, la oficina emite un concepto técnico y lo somete a su Junta Directiva, la cual decide sobre la aprobación del proyecto. En caso positivo, la oficina solicita al Ministro extender la carta de aval gubernamental correspondiente.

1. Contribución del proyecto al logro de las políticas y estrategias nacionales en vigencia tales como la Estrategia Reforzada de Crecimiento Económico y Reducción de la Pobreza Política Energética Nacional (Decreto 13-2004) y el Plan Nacional de Desarrollo.
2. Congruencia del Proyecto con lo establecido en el Plan Ambiental de Nicaragua (PANIC 2001-2006), el Plan de Acción Nacional para enfrentar el cambio climático, la Estrategia Nacional de Biodiversidad, Plan de Recursos Hídricos y otros instrumentos estratégicos de carácter nacional vinculados al tema ambiental
3. Contribución del proyecto a la adopción de tecnologías ambientalmente amigables y a la creación de conocimiento sobre las mismas al igual que sus buenas prácticas
4. Contribución del proyecto a la utilización de fuentes renovables y/o alternativas autóctonas de generación eléctrica.
5. Contribución del proyecto a la creación de nuevos empleos
6. Contribución a la reducción de importación de combustibles fósiles y/o a la disminución de la deforestación y/o a la contaminación.

Además del proceso que los desarrolladores de proyecto deben seguir para obtener la aprobación nacional, el documento de procedimiento se refiere a algunas otras etapas del ciclo de proyecto tales como la validación. Una versión completa del documento de procedimiento se puede consultar en el documento PDF que se puede descargar directamente de [http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com\\_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362](http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362)

En dicho documento se incluye información de referencia útil para el proceso de aprobación como es:

1. Funciones de la ONDL.
2. Formato de Acuerdo de Cooperación entre Proponente y ONDL.
3. Borrador de carta solicitud de no objeción.
4. Borrador de solicitud de aval gubernamental.

5. Formato para la publicación del aviso de disponibilidad del Documento del Proyecto ante la opinión nacional e internacional.
6. Flujograma de los Procesos de solicitud de respaldo gubernamental.
7. Formato de PIN de proyecto.
8. Formato de Documento de Proyecto o PDD.

Otro documento que se recomienda revisar es la Guía Fácil de Inversión en Energía Limpia con créditos de Carbono, que puede encontrar en: [http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com\\_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=355](http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=355) y que orienta sobre otros procesos para proyectos renovables.

Algunos puntos destacables del proceso de aprobación MDL en Nicaragua son:



### **Establecimiento de un Acuerdo de Cooperación entre el proponente y la ONDL**

El acuerdo de cooperación<sup>60</sup> entre el proponente de un proyecto y la ONDL es un documento solicitado por la oficina como requisito para otorgar la carta de no objeción. Su objetivo fundamental es asegurar la cooperación entre el proponente y la ONDL de manera que una vez avalado el proyecto, la oficina pueda contar con la información necesaria que permita un seguimiento adecuado del proyecto mediante el sistema de registro que para tal efecto será desarrollado. Asimismo, el acuerdo establece, cuando es el caso, el manejo de aquellos reconocimientos económicos que recibe la oficina por el apoyo, asistencia técnica, reintegro de costas por visitas y actividades de mercadeo realizadas para asegurar dicha venta<sup>61</sup>.

Entre las obligaciones del proponente definidas en el acuerdo se encuentran la disposición a entregar toda aquella información que requiera la oficina para la ejecución de las actividades de evaluación y seguimiento correspondientes, el pago de los costos adicionales en que incurra la oficina para lograr la venta de los CER's generados por el proyecto tales como costos de viaje, publicidad, etc. y el poner a disposición de la oficina la información del PDD y el PIN para que ésta sea utilizada en actividades de capacitación, estudios de caso y/o como material promocional. Esto último puede ser omitido del acuerdo, en el caso en el que la empresa así lo solicite.

Por su parte el MARENA se compromete a invertir y utilizar el aporte realizado por el proponente exclusivamente para financiar las operaciones de la ONDL, a apoyar al proponente durante todo el proceso incluida la venta de CER's y certificación de las reducciones de emisión y a mantener como confidencial toda aquella información que así le indique el proponente.

### **Desarrollo de la Consulta Pública**

Para la ONDL, los comentarios realizados por los actores locales involucrados sobre un proyecto particular, constituyen un elemento muy importante dentro del proceso de evaluación y aprobación nacional de proyectos. Por ello, uno de los requisitos exigidos por la oficina para obtener el aval gubernamental es una invitación a hacer comentarios y la realización de una consulta pública sobre la actividad de proyecto MDL que va a desarrollarse, ambas organizadas por cuenta del proponente.

El documento de diseño de proyecto PDD es en este caso puesto a disposición de la opinión pública a través

de la página Web de la ONDL, en el Centro de Documentación del MARENA y en la oficina departamental del MARENA correspondiente, así como en las oficinas de los gobiernos municipales respectivos. Un formato para la publicación en medios escritos de la información referente a la disponibilidad del documento e invitación a comentarios y a la consulta pública forma parte del documento de procedimiento elaborado por la ONDL (ver el documento PDF que se puede descargar directamente de [http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com\\_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362](http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362)).

De acuerdo con este mismo documento, a esta consulta deben ser invitados representantes de organizaciones de la sociedad civil y de base, Consejos de Desarrollo, autoridades municipales y representantes de instituciones del estado presentes en el área de influencia del proyecto. En esta consulta deben ser respondidos todos los cuestionamientos y comentarios recibidos durante la etapa de invitación a comentarios.

El principal reto, dentro de la percepción de la ciudadanía, es lograr separar esta consulta pública de las actividades normales de consulta que se realizan en torno a la elaboración de evaluaciones de impacto ambiental de proyectos de esta naturaleza. Lograr el entendimiento el objetivo de la consulta pública MDL y evitar que los comentarios recibidos en la consulta posterior sobre la actividad MDL vuelvan a girar en torno a los impactos ambientales del proyecto y no reflejan la opinión de los participantes sobre el aporte positivo o negativo del proyecto MDL al desarrollo sostenible local y nacional, principalmente por el poco conocimiento que sobre el mecanismo tiene la población en general.

### **La Evaluación del Aporte de un proyecto MDL al Desarrollo Sostenible en Nicaragua**

Para realizar la evaluación de desarrollo sostenible de un proyecto MDL, la ONDL utiliza una serie de criterios<sup>62</sup>.

Los criterios actualmente utilizados son:

1. Contribución del proyecto al desarrollo sostenible
2. Contribución del proyecto al logro de las políticas y estrategias nacionales en vigencia tales como: la Estrategia Reforzada de Crecimiento Económico y Reducción de la pobreza, Política Energética Nacional (Decreto 13-2004) y el Plan Nacional de Desarrollo.
3. Congruencia del proyecto con lo establecido en el Plan Ambiental de Nicaragua (PANIC 2001-2006), el Plan de Acción Nacional para enfrentar el cambio

<sup>60</sup> Un borrador de propuesta de Acuerdo de Cooperación forma parte del documento de procedimiento elaborado por la ONDL, el cual se puede consultar en el documento PDF que se puede descargar directamente de [http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com\\_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362](http://www.marena.gob.ni/index.php?option=com_remository&Itemid=181&func=fileinfo&id=362).

<sup>61</sup> El reconocimiento económico es de carácter voluntario y se realiza en calidad de donación para apoyar las actividades operativas de la ONDL.

<sup>62</sup> Los criterios u objetivos específicos, describen la orientación del sistema hacia la sostenibilidad y representan las propiedades que serán afectadas en el proceso de desarrollo sostenible en relación con las dimensiones ambiental, social y económica.



climático, la Estrategia Nacional de Biodiversidad, el Plan de Recursos Hídricos y otros instrumentos estratégicos de carácter nacional vinculados al tema ambiental.

4. Contribución del proyecto a la adopción de tecnologías ambientalmente amigables y a la creación de conocimiento sobre las mismas, al igual que sus buenas prácticas.
5. Contribución del proyecto a la utilización de fuentes renovables y/o alternativas autóctonas de generación eléctrica.
6. Contribución del proyecto a la creación de nuevos empleos
7. Contribución a la reducción de importación de combustibles fósiles y/o a la disminución de la deforestación y/o de la contaminación.

Estos criterios, si bien se enmarcan dentro de políticas y estrategias tales como la Estrategia Reforzada de Crecimiento Económico y Reducción de la Pobreza y el Plan Nacional de Desarrollo y toman en cuenta algunos elementos relacionados con las dimensiones social y económica del desarrollo sostenible, tales como la generación de empleo y la reducción de importaciones, tienen sin embargo un fuerte componente ambiental, situación que se refleja en el instrumento de evaluación utilizado por la oficina.

Este instrumento consiste en una especie de plantilla de evaluación<sup>63</sup> o lista de cumplimiento de criterios y requisitos. Sin embargo, esta lista no cuenta con verificadores<sup>64</sup> definidos que faciliten la evaluación de su cumplimiento, por lo que puede resultar subjetiva, sujeta a la apreciación que del proyecto tenga el evaluador.

#### 4.4 Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centroamérica<sup>65</sup>.

Un proyecto MDL debe cumplir con una serie de requisitos que han sido presentados con anterioridad, entre ellos:

- El país anfitrión tiene la prerrogativa de confirmar la contribución del proyecto al desarrollo sostenible
- El proyecto es adicional si las emisiones de GEI son reducidas por debajo de lo que hubiese ocurrido en ausencia del proyecto

- Es necesario preparar un Documento de Diseño de Proyecto (PDD) que usa una metodología aprobada para el tipo de actividad propuesto

Esta sección pretende explicar al lector las etapas en el desarrollo de una actividad de proyecto MDL, bajo cuales esquemas de relación-vinculación pueden desarrollarse o se han desarrollado los proyectos MDL y en los cuales se integran los diferentes actores participantes del mercado y del desarrollo del mecanismo. Dentro de estos esquemas se presentan las capacidades locales y regionales para el desarrollo de proyectos MDL en el sector energía de la región.

Por último se detallan rangos de costos de transacción y duración aproximados para el desarrollo MDL de las actividades de proyectos.

Tomando en cuenta que la región centroamericana tiene solamente 76 proyectos en el MDL en la actualidad que representan un porcentaje muy bajo del total de proyectos inscritos en el mecanismo, y de que a nivel país el número es pequeño; el enfoque usado en este capítulo es el de abordar temas desde la perspectiva general y centroamericana apuntando al lector para que pueda entender la dinámica observada en la región y acotando cuando sea relevante a la experiencia local del país y sus proyectos.

<sup>63</sup> Puede ser solicitada al Sr. Manuel Madriz a mmadriz@marena.gob.ni.

<sup>64</sup> Los verificadores determinan la dirección, positiva o negativa, en que un criterio es afectado por el proyecto. Más aun, la selección de dichos verificadores no solo debe reflejar el impacto positivo o negativo de un proyecto sobre el desarrollo sostenible, sino que además debe resultar de fácil utilización e interpretación, de manera que asegure la transparencia y objetividad del proceso de evaluación.

<sup>65</sup> El presente capítulo toma un enfoque regional centroamericano debido a que la experiencia específica de cada país es muy limitada y no permite mostrar los alcances de capacidades regionales de formulación de proyectos MDL.

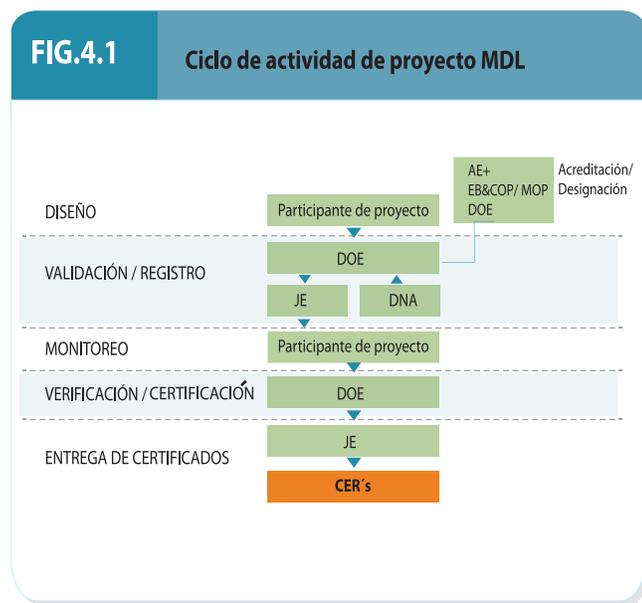


### 4.4.1 Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas.

Un proyecto MDL inicia su desarrollo cuando el proponente o dueño del proyecto identifica un concepto que podría significar una reducción de emisiones importante y que luego, a través del manejo de la expectativa y el potencial MDL de su proyecto, le permite tener una primera idea del tamaño y estructura de dicho proyecto.

Lo anterior obliga al desarrollador de proyecto a capacitarse para evaluar las barreras que pudieran existir, manejar la complejidad (con las metodologías por ejemplo) y entender sobre todo la demanda del mercado, con lo cual tomará decisiones sobre esquemas de desarrollo, riesgos metodológicos y de otro tipo y costos de transacción en las etapas posteriores. La primera forma de iniciar con la documentación de estos aspectos se facilita escribiendo un PIN (Nota de Idea de Proyecto por sus siglas en inglés).

Según <http://cdm.unfccc.int/Projects/pac/index.html>, y como se presenta en la Figura 4.1, el ciclo de vida de un proyecto MDL lo constituyen las etapas de diseño, validación y registro, monitoreo, verificación y certificación y por último la emisión de certificados.



Para efectos de seguir la propuesta de ciclo de vida de una actividad de proyecto que presenta el mismo sitio web de MDL, hemos descrito dentro de las etapas, particularidades del desarrollo y gestión de proyectos MDL que nos será de utilidad comprender de una vez para las necesidades del desarrollo de siguientes secciones de este documento.

**Diseño:** Los participantes de proyecto deben presentar información sobre su actividad de proyecto MDL usando el machote denominado PDD por sus siglas en inglés (Project Design Document (CDM-PDD)). Este documento lleva al participante de proyecto por los requerimientos técnicos según la Normativa Internacional para Proyectos del MDL (modalidades y procedimientos), por ejemplo:

1. Descripciones relevantes del proyecto
2. Demostración de adicionalidad del proyecto según la normativa vigente.
3. Establecer un escenario de referencia o línea base que permita cuantificar de forma transparente
4. los beneficios reales atribuibles al proyecto.
5. Plan y metodología de monitoreo.
6. Impacto ambiental y socioeconómico.
7. Límites del proyecto.
8. Fugas.
9. Consideración de opinión de los actores locales involucrados, entre otros temas.

El financiamiento del componente MDL ocurre durante esta o la próxima etapa y es a esta altura donde el esquema de desarrollo es seleccionado.

**Validación:** La etapa de validación es el proceso de evaluación independiente de una actividad de proyecto por una Entidad Operacional Designada (DOE) de los requerimientos del MDL como, principalmente si se ajusta a los requisitos establecidos por la Junta Ejecutiva del MDL especificados en la decisión 17/CP.7 y en las decisiones pertinentes de la CP/RP, sobre la base del PDD. Es en esta etapa donde la DOE verifica que la Autoridad Nacional Designada ha emitido la Carta de Aprobación.

La selección de la entidad encargada de la validación es una prerrogativa de los participantes en un proyecto, a partir de una lista de entidades designadas y acreditadas por la Junta Ejecutiva del MDL y que puede ser consultada en la página web de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

En esta etapa ocurre una consulta internacional de un mes a través de la publicación del PDD en el sitio web del MDL y en el de la DOE. Adicionalmente se logra la aprobación de la línea base y se genera el reporte de registro por parte de la DOE hacia la JE del MDL.

**Registro:** El registro es el paso siguiente a la validación y representa la aceptación formal por la JE de una actividad de proyecto validada. El registro es requisito para las etapas siguientes de verificación, certificación y emisión de CER's relacionado a la actividad de proyecto.

**Verificación/Certificación:** La verificación es el examen periódico independiente y la determinación a posteriori por la DOE de que se han alcanzado las reducciones de emisiones por la operación de la actividad de proyecto.

La verificación se hace contra el informe de seguimiento remitido por los participantes en el proyecto o más precisamente los operadores del proyecto. La cuota de adaptación y otros procedimientos vinculados ocurren durante esta etapa.

En general el proceso regulado es bastante burocrático, creando barreras y altos costos para satisfacer los principios que un programa de Naciones Unidas requiere.

#### 4.4.2 Esquemas de desarrollo de actividades de proyecto MDL y gestión de Documentos de Diseño de Proyecto (CDM-PDD) MDL en la región.

Existe un buen nivel de experiencia en la región con relación a la integración a diversas cadenas de mercados y actores de carbono. Empezando por las actividades de fondos de carbono, facilidades especializadas de compra, estructuración de memorandos de entendimientos, etc.; ha habido un fuerte nivel de aprendizaje en estas relaciones. Tomando en cuenta que la región centroamericana tiene una participación modesta en el número total de proyectos MDL inscritos, la presente sección incluye una valoración regional en la que se destacará la participación de cada país de agentes o actores específicos.

Para muchos desarrolladores de proyecto, la forma de estructuración de negocios MDL, que en el pasado ha incluido coberturas o pagos anticipados para cubrir costos de transacción, o por la intermediación con los futuros CER's, esquemas que son ahora difíciles de encontrar, permitió a los proponentes de proyecto con dificultades del tipo de conocimiento y recursos, continuar con el avance de sus proyectos. Se debe recordar que para muchos desarrolladores de proyecto, el MDL es buscado como un ingrediente adicional que permita a sus proyectos avanzar en las aprobaciones necesarias así como un instrumento complementario de financiamiento a sus emprendimientos con márgenes en principio no aceptables.

Muchos de los compradores de carbono MDL a nivel internacional y otros actores han desarrollado actividades de diverso tipo en la región (capacitación, apoyo institucional, formulación, etc.) con lo cual se podría decir que hubo un nivel de comprometimiento de los portafolios, es decir una vez realizada una identificación de proyectos, estos son negociados de forma tal que se capturan los proyectos previó a entrar en etapas de su desarrollo.

Existen tres esquemas más comunes para el desarrollo de proyectos en el MDL, que se describen a continuación:

- **El comprador de los CER's o el intermediario lidera y financia el proceso:** Un ente interesado en las reducciones de emisiones totales o en parte del ingreso futuro que estas podrían ofrecer acuerda con el desarrollador y podría encargarse del proceso del componente MDL, cubriendo financieramente de manera total o parcial los costos de transacción, con personal de planta o consultores sub-contratados. Con esto el comprador o intermediario adquiere a un valor convenido todos los CER's futuros o al menos una fracción de ellos le son entregados por sus servicios técnicos y financieros (o al menos una comisión). En este esquema se incluyen las empresas que representan fondos y/o realizan corretaje de CER's y actividades de proyectos. Se destacan acá Ecosecurities, 2E Carbon Access y Kioto Energy para la región.
- **El desarrollador lidera:** El desarrollador financia y se encarga de la elaboración del componente MDL sin apoyo o con un apoyo limitado de consultores externos, con o sin ligamen con los ingresos futuros por CER's o comisiones de éxito en el registro. Esto ha ocurrido cuando el desarrollador tienen interés en gestionar los CER's para sus compromisos corporativos inclusive y posiblemente tenga capacidad corporativa. Destacan Unión Fenosa e INCLAM.
- **Acarreadores técnicos:** Con la participación y liderazgo, por lo menos en la elaboración de PDD's por parte de consultores o facilitadores que apoyan el proceso con servicios de asesoría o de financiamiento para algunas etapas del ciclo MDL. El apoyo se brinda por diferentes razones y estos acarreadores podrían asesorar o desarrollar otras etapas del proceso MDL. Acá se pueden encontrar consultores regionales, consultores internacionales, ONG's apoyando sectores u otros facilitadores (organizaciones multilaterales por ejemplo).

La selección del esquema más conveniente podría depender de:

1. La escala del proyecto (pequeña o gran escala de acuerdo al MDL).
2. Las capacidades técnicas y los recursos humanos con que cuenta el desarrollador para avanzar en las etapas del ciclo de proyecto MDL. El tema es bastante técnico y complejo. El proceso puede ser



particularmente demandante de recursos y tiempo tanto a nivel de diseño MDL así como en negociaciones de compra-venta de reducciones.

3. Los recursos financieros de la empresa desarrolladora, para cubrir los costos de transacción.
4. El estado de desarrollo del proyecto, tanto de la infraestructura y su componente MDL entre otros.

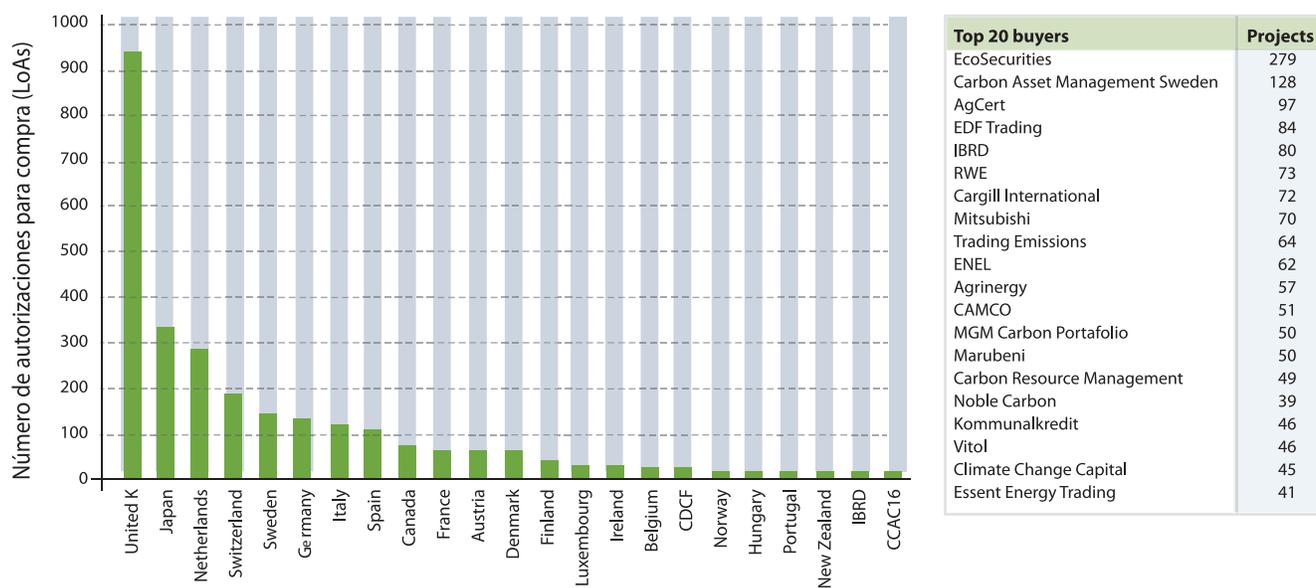
Al final, el esquema a seleccionar se relacionará con la designación de roles clave y con la propiedad de las diferentes componentes del proyecto MDL. Se considera que la definición del esquema más oportuno y conveniente para desarrollar la actividad de proyecto MDL es muy importante para cumplir con los objetivos y expectativas de un proyecto MDL y como se ha podido constar, se torna crítico muchas veces.

A finales de febrero 2009, en el MDL a nivel mundial había 201 compradores de 34 países, 265 intermediarios/vendedores (oferentes) de CER's de 57 países y un total de 548 proveedores de servicios al ciclo requerido del MDL provenientes de 61 países según estaba listado en CDM Bazaar, <http://www.cdm-bazaar.net/>. India lidera la lista de proveedores de servicio con 128 entradas, seguido de Reino Unido con 53, Estados Unidos de América con 49, China con 48 y Brasil con 30. Los anteriores datos presentan la oferta de servicios existente en el Mundo, que se vincula con el cómo se desarrollan los esquemas y reconociendo que en Centroamérica, han sido los Brasileños y los Europeos los que más han estado activos en el mercado de la región<sup>66</sup>.

A nivel internacional, la Figura 4.2 presenta los principales países de destino de CER's a cuentas de cumplimiento así como los principales 20 compradores internacionales

**FIG.4.2**

**Principales destinos de compras de CER's así como compradores en el mundo**



<sup>66</sup> CDM Highlights GTZ, Abril del 2009.

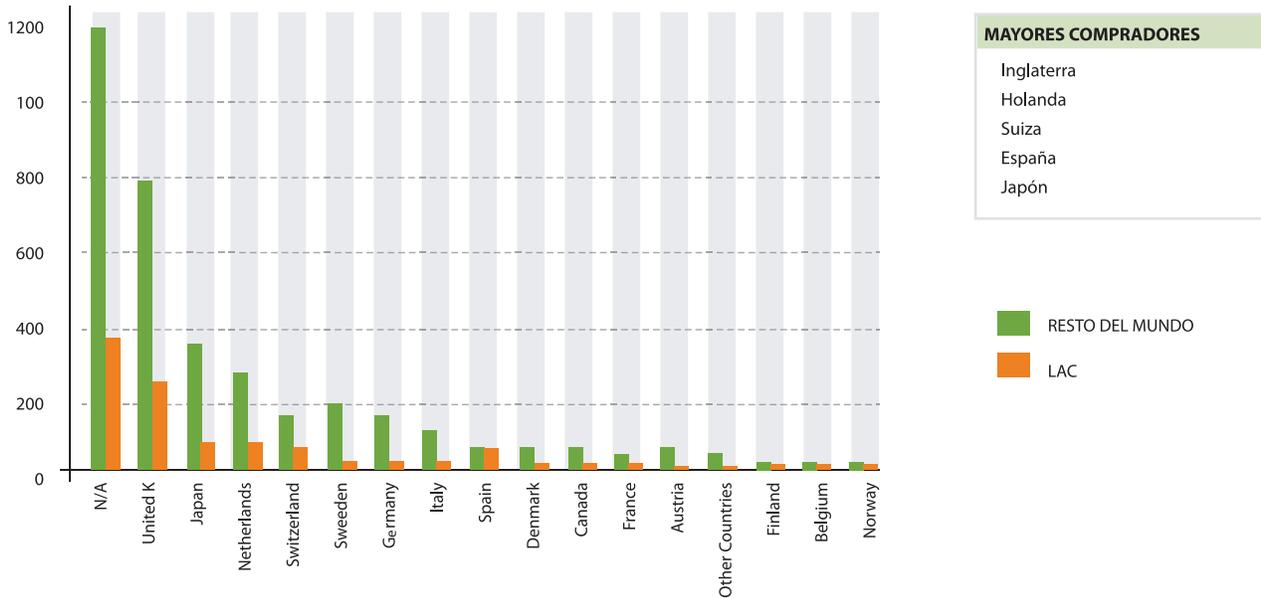


Nota: Los nombres de países aparecen en inglés en vista de que la fuente original de esta figura copiada textualmente está en dicho idioma. Top 20 buyers significa "Veinte compradores principales".

A nivel de la región latinoamericana, la Figura 4.3 presenta los principales países de destino de CER's generados por proyectos en la región:

FIG.4.3

## Principales destinos país de CER's proveniente de la región latinoamericana



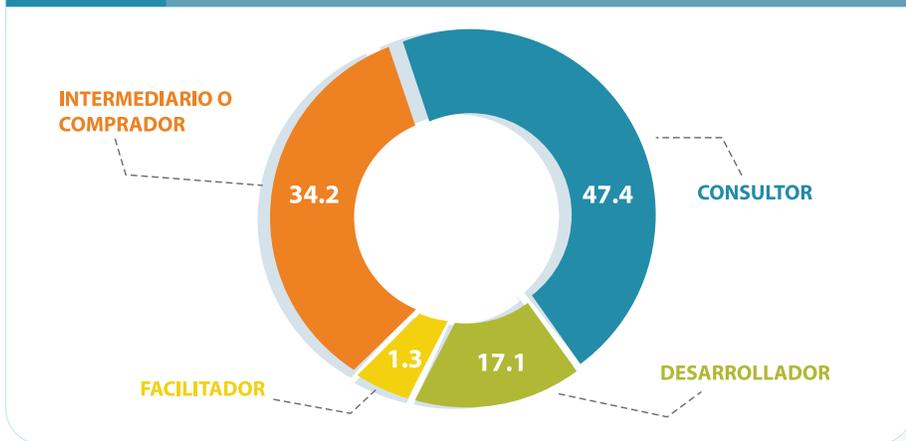
La Tabla 4.4 derivada del [www.cdmpipeline.org](http://www.cdmpipeline.org) del 01 de marzo 2009, así como la Figura 4.4 presentan información sobre la participación de actores y los esquemas elegidos por los desarrolladores en proyectos de energía en Centro América.

Tabla 4.4

## Número de proyectos y participación por tipo de esquema presentado de manera absoluta y relativa para los proyectos de energía en el MDL de Centroamérica (hasta el 01 de marzo de 2009)

Esquema	Nº de proyectos	Participación relativa (%)
Intermediario o comprador	26	34.2
Consultor	36	47.4
Desarrollador	13	17.1
Facilitador	1	1.3
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>100.0</b>

**FIG. 4.4** Esquemas de desarrollo de proyectos MDL de energía utilizados en la región (%)



En la región se ha preferido el esquema de acarreador técnico con un poco menos de la mitad de los proyectos realizados, posiblemente buscando un mejor rédito en la colocación en el mercado de los CER's, mientras que un poco más de una tercera parte de proyectos MDL se han vinculado al esquema de comprador-intermediario, posiblemente por el manejo del riesgo de proyecto, el conocimiento del tema o por el financiamiento requerido para los costos de transacción aún cuando podrían darse razones relacionadas con la propia naturaleza del desarrollador de proyectos en la región que generalmente busca establecer relaciones de consultoría cercanas a la casa para así apoyarse y mitigar riesgos de negociación.

La Tabla 4.5 presenta a las empresas que han realizado PDD's y se estima que han acompañado/sido parte del proceso de comercialización de los proyectos de generación eléctrica en Centroamérica, clasificados por esquema utilizado y el número de proyectos realizados en la región.



TABLA 4.5

Proyectos de energía realizados por esquema y empresa líder, con la presencia por país en Centroamérica

Tipo de esquema	Empresa	Nº proyectos	Nº proyectos por país
Intermediario comprador	EcoSecurities	6	2 G, 1 H, 1 N y 2 P
	2E Carbon Access	4	4 H
	KYOTOenergy	3	2 G y 1 H
	Carbon Trade	2	2 G
	Climate Focus	2	1 P y 1 CR
	Econergy	2	1 CR y 1 N
	MGM	2	1 G y 1 N
	Perspectives	2	2H
	Cantor CO2e	1	H
	OneCarbon, Ecofys	1	H
South Pole Carbon Asset Management	1	H	
Consultor	Ecoinvest	13	3 ES, 2 G, 8 H
	Energía y Medio Ambiente	4	1 ES y 4 G
	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable, AHPPER	3	3 H
	Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4	3 ES y 1 N
	Ecofys	2	2 H
	Environmental Business Advisors	2	2 P
	Novotec Consultores	2	2 P
	World Bank -Carbon Financial Assistance	2	1 CR y 1 G
	Biothermica Technologies	1	ES
	Garrigues Medio Ambiente, Solea Consulting	1	G
	CaFiS	1	P
	Costa Rican Association on Joint Implementation	1	CR
Desarrollador	INCLAM	4	1 N y 3 P
	Unión Fenosa	4	1 CR y 3 P
	ENEL	2	2 G
	Isthmus Hydro Power	1	P
	COMGELSA	1	H
	Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES
Facilitador	ATDER-BL	1	N
<b>Total</b>	30 entidades	76	

Nota: Nomenclatura de Países para esta tabla: G: Guatemala, ES: El Salvador, N: Nicaragua, H: Honduras, CR: Costa Rica y P: Panamá. Las celdas resaltadas en azul representan organizaciones con experiencia en proyectos de pequeña escala.

Un total de 30 empresas han participado en los diferentes esquemas como consultoras o intermediarias/compradoras, de las cuales 21 han realizado proyectos de pequeña escala, y están representadas por las empresas resaltadas en gris en la tabla anterior. Lo anterior es consistente con la importante relevancia de la pequeña escala en la región.

Las empresas de apoyo y participantes de estos esquemas que han tenido mayor presencia en la región y en proyectos de energía se presentan en la Tabla 4.6.

<b>Tabla 4.6 Líderes en el número de proyectos de energía gestionados o en los que han participado en Centroamérica</b>	
Líderes	Nº de proyectos presentados
Ecoinvest	13
Ecosecurites	6
Energía y Medio Ambiente	4
Unión Fenosa	4
IMCLAM	4
2E Carbon Access (Ecosecurites/E&Co)	4
Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4

Destacan Ecoinvest y Ecosecurities (incluyendo su alianza con E&Co) con 13 y 10 proyectos respectivamente, acompañados o realizados a nivel de PDD al menos, pero dado el rol de estas empresas, se estiman que han participado en una muy buena parte del ciclo MDL, por la confirmación de algunos casos-proyectos.

Los participantes mencionados en el cuadro anterior, que tienen presencia efectiva en la región con proyectos del sector generación de energía eléctrica en validación y hasta algunos registrados y con "issuance", representan parte de las capacidad de empresas compradoras, intermediarias, consultores y otros facilitadores, que se complementan adicionalmente con otros participantes de mercado de la forma de intermediarios, comercializadores, entidades financieras y consultores que están posicionados o creciendo en presencia en la región y son los siguientes actores:

Firmas de corretaje como Evolution Markets, Point Carbon, Natsource, kfW, First Climate, Compensate [www.compensate.ch](http://www.compensate.ch), Mitsubishi y otras firmas japonesas, y algunas empresas canadienses están complementando un papel importante en el desarrollo del mercado, como lo están haciendo también algunas firmas consultoras especialistas en los mecanismos flexibles o de mercado de Kioto, como Nordteco, José Francisco Charry Ruiz, EB&T Ltda., EMA, etc.

Algunos otros facilitadores multilaterales u organismos internacionales sin interés directo o primario en los CER's y presentes en la región son el BID, BCIE, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) junto con University of Calgary (con su programa de Cambio Climático) y MDG Carbon Facility (formado por el Banco Holandés Fortis y PNUD que arrancó como un piloto), así como la Corporación Andina de Fomento (CAF), etc.

### 4.3.3. Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL.

La Tabla 4.7 muestra los actores locales y regionales centroamericanos que han estado actuando en funciones requeridas en el ciclo de proyecto MDL de energía en los países de la región.

<b>Tabla 4.7 Proyectos de energía realizados por las empresas locales centroamericanas en el MDL</b>			
Tipo de esquema	Empresa	# proyectos	# proyectos por país
<b>Consultor</b>	Energía y Medio Ambiente	4	1 ES y 4 G
	Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4	3 ES y 1 N
	AHPPER	3	3 H
	The Carbon Centre, Environmental Business Advisors	2	2 P
<b>Desarrollador</b>	Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES
	ENEL	2	2 G
	COMGELSA	1	H
	Istmus Hydropower	1	P
<b>Facilitador</b>	ATDER -BLONG	1	N
<b>Total</b>	<b>9 entidades</b>	<b>19</b>	

*Nota: Nomenclatura de Países para esta tabla: G: Guatemala, ES: El Salvador, N: Nicaragua, H: Honduras, y P: Panamá. Las resaltadas en gris han realizado proyectos de pequeña escala.*



Las empresas locales solamente han participado entre el 25 y 30% de los proyectos de energía presentados al MDL en la región. Las capacidades locales más importantes y disponibles se centran en servicios técnicos de consultoría para el desarrollo del PDD y acompañamiento de la validación a los proyectos, con 4 empresas consultoras que han participado en 13 proyectos es decir capturando solamente el 17% del total de los proyectos; con lo que se puede decir que el negocio de formular proyectos MDL ha recaído mayoritariamente en entes extra regionales de Centroamérica.

Es claro que no existe capacidad local de corretaje y solo The Carbon Centre/EBA ha pensado en la creación de esta facilidad.

#### 4.4.4 Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL

Los costos de transacción son los costos directamente relacionados con el desarrollo de un proyecto en el MDL. Estos costos deberán cubrirse por adelantado y son significativos. Los costos de transacción varían en un gran rango y su valor dependerá de:

- El esquema de desarrollo seleccionado, capacidad y experiencia de los involucrados, de cómo los proyectos son gestionados por los desarrolladores y sus capacidades en el desarrollo de proyectos.

- No tendrá el mismo costo si se es llave en mano por un consultor o por un comprador, por ejemplo
- Las barreras mismas que los proyectos puedan tener,
- El tiempo
- El tamaño de proyecto (se reconoce acá las economías de escala)
- El tipo y ubicación del proyecto
- El marco operacional
- Políticas y apoyo del país anfitrión

Las anteriores variables influyen gradualmente en los costos de los proyectos, pues como se apreciará adelante, los rangos posibles de costos son muy grandes.

Normalmente, para los proyectos que seleccionan el esquema de vinculación con intermediarios/compradores, los costos no son divulgados y el sector publica costos solo sobre las ofertas que los consultores proporcionan para acompañar el ciclo de proyecto, presentado por fases y estructurado según el ciclo de proyecto.

La Tabla 4.8 presenta los resultados de diversos estudios realizados entre el 2004 y 2005, indicando rangos tendenciales de costos de transacción en el MDL de acuerdo a la escala de los mismos.

**TABLA 4.8**

**Resumen de investigaciones sobre los costos de transacción de proyectos MDL que se dan en el Mundo.<sup>67</sup>**

Fuente	Gran escala (Promedio) US\$	Pequeña escala (Promedio) US\$
ECN, IT Power & IT Power India. <i>Realising the Potential of Small-scale CDM Projects in India</i> (www.cdmpool.com) ECN, Netherlands, November 2004	203.000 391.000	58.400
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), University of Calgary con el apoyo de ACDI/CIDA. <i>Cambio Climático: "Capacidades Técnicas Existentes y Actividades Relacionadas con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en los Países de América Latina y el Caribe". 2004.*</i>	30.000-265.000	23.000 - 110.000
Ahonen, Hanna-Mari. <i>Transaction costs of Kyoto's project - based mechanisms: The case of the Finnish CDM/JI Pilot Programme</i> . Presentation in the 11th Workshop on International Climate Policy. Cologne, Germany. November 2005	85.800 393.900	
Michaelowa, A. DNAF. Jotzo, <i>Transaction Costs, institutional rigidities DNA the size of the clean development mechanism</i> . Energy Policy, 2005. 33: p. 511-523.	300.000-600.000	
Otros	200.000 (PCF)	100.000 (Eco securities)

Nota: \* Considera costos como búsqueda, preparación y desarrollo de factibilidad; negociación de ERPA así como costos de etapas de validación y registro internacional del mismo.

\*\* Promedio considerando inclusive todas las verificaciones.

<sup>67</sup> Lokey, Elizabeth en Identifying DNA Overcoming Barriers to Renewable Energy Clean Development Mechanism Projects in Latin America for Ph.D. Dissertation of May 28, 2008.



Aun cuando a lo largo del tiempo se han dado algunos niveles de disminución sobre los costos de transacción de un proyecto MDL, la mayoría de desarrolladores de proyectos consideran que dichos costos siguen siendo altos y que existen incertidumbres fuertes sobre dichos costos. Todavía hoy, una buena parte de los proyectos que avanzan en el ciclo de desarrollo MDL han recibido

algún tipo de soporte financiero para manejar el costo inicial de formulación y validación de los mismos.

La Tabla 4.9 presenta costos indicativos de transacción para proyectos MDL en la región centroamericana, basada en la opinión de consultores así como de los autores de este estudio.

**TABLA 4.9 Costos de transacción indicativos del MDL para la región centroamericana**

Actividad	Aclaraciones y detalles	Costos indicativos actuales (US\$)
Evaluación de potencial MDL		Variable
Búsqueda de información y capacitación		Variable
Preparación y revisión del proyecto (PIN)	Línea base y adicionalidad / Depende de la escala	2,000-7,500
Selección del esquema de desarrollo del proyecto		Variable
Negociación de contrato con comprador (ERPA)	Comisión del intermediario y Costos / asuntos legales	Variable
Aprobación del contrato		Variable
Diseño (PDD)		15,000-30,000
Validación	Depende de la DOE/ Incluye gastos de inscripción y viajes. El precio ha estado particularmente alto, pero con la reciente apertura a más DOE's acreditadas, la competencia podría ayudar a estabilizarlo en este rango.	18,000-30,000
Aprobación nacional	En algunos países hay un costo de registro de algunos procesos	Costo de trámite de cada país
Registro		Está incluido en el costo de la validación
Cuota del registro ante MDL		5,000-30,000, puede ser variable y de acuerdo al tamaño del proyecto. Hay escalas diferenciadas y topes.
Verificación inicial (arranque)		3,000-6,000
Monitoreo periódico	Incluye administración, ventas, operación. Depende de cómo se ejecute,	1,500-15,000/ anuales
Verificación periódica/	Comisión de éxito para intermediarios puede ser hasta el 15%. Depende de cómo se ejecute.	Variable
Certificación (anual o bianual)		
Cuota de adaptación		2% del "issuance" de CERS



Los costos de transacción para certificar un proyecto de pequeña escala pueden ser casi tan altos como certificar uno de escala mayor. Hay una gran volatilidad de estos precios, asociado al mismo mercado de carbono y a la fuerte presencia de operadores internacionales, que marcan la referencia de precios.

La vivencia de los autores en el mercado da algunas indicaciones sobre los costos de formulación y de validación de proyectos y se puede ver que tanto en el ámbito de proyectos de pequeña escala así como para proyectos de mayor tamaño, los costos de transacción continúan siendo un reto de financiamiento para muchos desarrolladores de proyecto. Los procedimientos simplificados y las modalidades para proyectos de pequeña escala del MDL adoptados por la Junta Ejecutiva pueden reducir algo los costos de transacciones comparado con proyectos de mediana y gran escala. De igual manera ocurre para los proyectos que el mercado voluntario podría aceptar y sus procesos establecidos, sin embargo, costos como la validación y preparación de PDD son muy similares.

Aunque la Tabla 4.9 mostró grandes diferencias entre proyectos de pequeña escala y proyectos normales, esas brechas se han reducido, al igual que para proyectos de los mercados voluntarios. Las diferencias más bien se pueden deber a variables de complejidad o riesgos propios del MDL.

Aún cuando es del conocimiento público cuales son los requisitos que debe cumplir un proyecto MDL

para aprobación nacional, muchos desarrolladores de proyectos consideran que no necesariamente existen procesos entendibles y eficientes, y sobre todo de bajo costo, aunque en la mayoría de los casos en la región centroamericana, estos costos asociados con la aprobación son parte de las mismas modalidades y procedimientos del MDL y no significan un costo adicional.

Los costos de transacción constituyen barreras para el desarrollo de proyectos. En el mejor de los casos (US\$30,000, que parece poco probable pues eso cuesta en el mejor de los casos el PDD y la Validación), un proyecto pequeño, que ha vendido los CER's a un precio de US\$8/ton CO<sub>2e</sub> deberá generar al menos 300 toneladas equivalentes de dióxido de carbono por año durante todo un periodo de diez años para cubrir los costos de transacción, sin pensar en otros márgenes. Los costos de transacción son especialmente importantes para proyectos de pequeña escala, los cuales producen pequeñas cantidades de créditos y podrían ni siquiera cubrir los costos de transacción.

Los tiempos de preparación y ejecución de un proyecto MDL que son presentados en la Tabla 4.10 varían también mucho y son bastante inciertos, sobre todo para las fases asociadas con las negociaciones de venta y financiamiento, los tiempos de definición para iniciar diseño y el proceso propio de validación y registro. Esto se debe a las regulaciones mismas del proceso, la experiencia y vinculación de los participantes y la oferta y compromiso de las DOE's al momento de iniciar el proceso de validación, sin embargo, un indicativo siguiendo el ciclo de proyectos MDL podría ser:

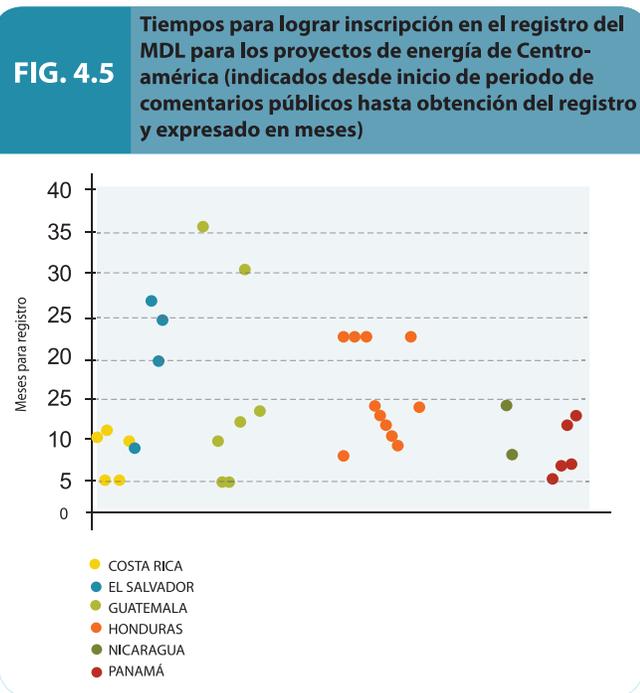
**TABLA 4.10** Tiempos de transacción indicativos en proyectos MDL en Centroamérica

1. Preparación, promoción y revisión del Proyecto en sus etapas iniciales	3 meses
2. Negociación de Acuerdo de Compra y financiamiento de los costos de transacción (independiente del financiamiento del proyecto normal)	Variable
3. Diseño y Formulación del Proyecto MDL (Preparación PDD)	3-4 meses calendario
4. Consulta Pública del Proyecto (se ubica dentro del tiempo del siguiente ítem)	1 mes
5. Proceso de Validación/Registro. Desde que inicio comentarios has ta solicitar registro*	10 meses calendario. (13 meses para los proyectos de energía en CA)
6. Aprobación Nacional (Aval Gubernamental) (se ubica dentro del tiempo anterior)	0.5-1.5 meses
7. Duración de registro basado en información actual* (Lo anterior quiere decir que la validación está tardando 5 meses en promedio)	5 meses calendario
8. Construcción del Proyecto	Variable
9. Verificación Periódica/Certificación	Variable
10. Emisión de CER's	15 días

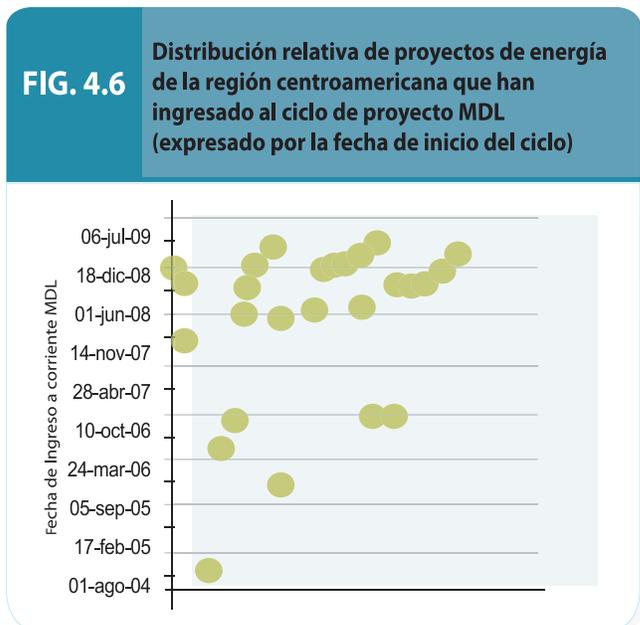
\*Datos del Pipeline CD4-CDM Feb. 30, promedio de todos los proyectos.



En el caso de los proyectos de energía en Centroamérica, se puede observar que desde el inicio de comentarios y hasta registro, la mayoría de los proyectos duran entre los 5 y 15 meses. La Figura 4.5 presenta tiempos de registro de proyectos MDL en la región, observándose que los rangos son bastante amplios pero representativos desde proyectos excepcionales que han logrado registro en 4 meses, cuando el MDL iniciaba, así como proyectos que han tardado hasta casi 3 años.



Respecto a los proyectos de energía en Centroamérica que se encuentran actualmente en validación, la Figura 4.6 muestra una concentración de proyectos que iniciaron validación entre finales del 2007 y finales de 2008, queriéndose decir que el mayor desarrollo de proyectos en el MDL ha ocurrido en los últimos 2 años; hecho que claramente indica que la región centroamericana no ha sido un jugador temprano del MDL (excepto por el rol tan importante que jugó a nivel político en las mismas negociaciones que originaron el Protocolo de Kioto) y demostrando que tomó tiempo a los desarrolladores de proyectos avanzar y decidir sobre la participación en el MDL.



El desarrollo de proyectos MDL enfrenta un tinglado de modalidades y procedimientos que son resultado de los mismos procesos de negociaciones internacionales que dieron origen al MDL. La información planteada en esta sección es claramente indicativa que algunos aspectos de los mismos procesos regulatorios crean barreras y cuellos de botella en el proceso de lograr inscribir proyectos en el MDL. Aún cuando existe un proceso internacional de aprendizaje muy importante en el MDL, la realidad para el desarrollador, especialmente aquél de pequeña escala, es que se tendrá que dedicar tiempo para llevar adelante la tarea de lograr el reconocimiento internacional por sus reducciones de emisiones de carbono.

El manejo de costos de transacción así como de tiempos de proceso ha llevado a los desarrolladores de proyecto a usar diversos esquemas de involucramiento con contrapartes técnicas o de "corretaje" para sus proyectos en este ciclo de desarrollo MDL.

Se nota que existen capacidades locales y regionales suficientes para acompañar técnicamente la formulación de proyectos, aún cuando el porcentaje de participación de firmas locales de los países centroamericanos todavía capturan un factor bajo de dicha gestión de formulación con respecto a firmas internacionales que posiblemente vienen asociadas con los esquemas de corretaje de los proyectos y que ofrecen servicios integrados a los desarrolladores centroamericanos de proyectos en el sector energía.

#### 4.5 Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable.

Todo proyecto MDL debe utilizar una metodología de línea base así como de monitoreo que debe usarse para realizar las estimaciones de escenario de línea base así como la determinación de reducciones de emisiones del proyecto; y que además especifica las características del monitoreo que debe realizarse. Esta metodología junto con el PDD del proyecto son claves para los reguladores en el proceso de determinar la “conformancia” del diseño de la actividad de reducciones de emisiones con los procedimientos y modalidades establecidas en los textos originales del Protocolo de Kioto así como con la normativa de la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Existen dos posibles caminos metodológicos para un proyecto MDL: utilizar una metodología previamente aprobada por el mecanismo o en su defecto plantear una nueva metodología que debe ser aprobada por la Junta Ejecutiva antes de que el proyecto pueda ser validado por una DOE.

Tomando en cuenta el tiempo que se requiere para desarrollar nuevas metodologías así como el desarrollo avanzado que existe de metodologías disponibles para el sector energía, la formulación normal de proyectos MDL conlleva a la realización de una valoración sobre la aplicabilidad de metodologías a posibles proyectos que se encuentran en desarrollo.

Se debe recordar que existen dos tipos de escalas de proyectos MDL, establecidas con el objeto de clasificar la denominada pequeña escala o gran escala. Los proyectos de pequeña escala son aquellos en los cuales la potencia instalada de un proyecto es menor a los 15 MW o los ahorros energéticos obtenidos por una actividad de proyecto son menores a los 15 GWh de ahorro anual. La pequeña escala utiliza metodologías de pequeña escala y la gran escala utiliza metodologías de gran escala. Tomando en cuenta que este trabajo se concentra en el estudio de mercado para proyectos MDL en escalas hasta los 10 MW de potencia instalada, se presentan en esta sección y en el Anexo 2 las metodologías relevantes de la pequeña escala del MDL, haciendo mención de que el lector puede encontrar referencia a las metodologías aplicables para proyectos de gran escala (de acuerdo a la definición MDL) en el sitio web del MDL en <http://cdm.unfccc.int>.

Actualmente existen 41 **metodologías aplicables a la pequeña escala** en el MDL, que se presentan en la Tabla

A.2.1 (Anexo 2), incluyendo las metodologías relacionadas con proyectos de generación eléctrica renovable. Se hace notar que para proyectos de integración de energía renovable a una red eléctrica existe una metodología aplicable que es la AMS I.D que aplica para este tipo de proyectos.

Las condiciones de aplicabilidad de la **Metodología AMS I.D** son:

- Comprende unidades de generación renovable como pueden ser fotovoltaicas, hidro, marea, viento, geotermia, y biomasa renovable que suministran a una red o que desplazan electricidad de una red de distribución que de otra forma hubiese sido suplida por al menos una unidad de generación térmica.
- Se la unidad añadida tiene componentes renovables y no renovables (por ejemplo un sistema híbrido), el límite de elegibilidad de 15 MW se aplica solamente a la componente renovable. Si la unidad adicionada co-combustiona combustibles fósiles, entonces la capacidad total de la unidad no debe exceder los 15 MW.
- No aplica a sistemas combinados de cogeneración (calor de proceso y generación eléctrica).
- En caso de adicionar capacidad de generación renovable a plantas existentes de energía renovable, la capacidad adicionada debe ser menor a los 15 MW y debe ser físicamente distinta de las unidades existentes.
- Actividades de proyecto que buscan hacer “retrofit” de una planta existente están incluidas y el output total de la planta modificada no debe exceder los 15 MW.

Actualmente existen 79 **metodologías aplicables a proyectos de gran escala** en el MDL que se presentan en la Tabla A.2.2 (Anexo 2), haciendo referencia a las que son aplicables en el sector energía.

Además de las metodologías ya descritas, existen 14 **metodologías consolidadas** MDL aprobadas que son presentadas en la Tabla A.2.3 (Anexo 2) con especial referencia al sector energético.

Debe hacerse ver que en el caso de proyectos de cogeneración como los que se pueden dar en ingenios azucareros, los mismos no pueden aplicar AMS I.D y más bien deberán utilizar una metodología de la gran escala como es ACM 0006.

Desde el punto de vista de disponibilidad metodológica para proyectos de generación de electricidad interconectada a la red eléctrica se puede concluir que:

- Existen metodologías disponibles para la interconexión eléctrica de proyectos renovables tanto en la pequeña escala así como la gran escala, que definen con bastante claridad el tipo de línea base que será reflejado por las tendencias de operación y adición de capacidades de los sistemas eléctricos de cada país.
- Los proyectos de generación eléctrica en base a cogeneración, aún cuando sean de pequeña escala deben usar la metodología consolidada de cogeneración lo que hace que su proceso de diseño de documentación MDL sea más compleja que el de otras fuentes de generación debido a que se debe establecer una línea base multi-compuesta relativa a la generación eléctrica, el uso de cualquier combustible auxiliar para calor de proceso y el uso de los residuos de la biomasa.
- En el caso de proyectos de generación eléctrica captiva con posibilidad de interconexión a la red, preferentemente en la pequeña escala, se cuenta con combinación adecuada de metodologías que permiten el desarrollo MDL en este segmento.
- Existen metodologías disponibles para el desarrollo de proyectos MDL a nivel de infraestructuras rurales de energía.
- Existe limitante metodológica para desarrollar proyectos asociados con mejoramiento de líneas de transmisión o de peajes para exportaciones absolutas de energía renovable a terceros países a través de peajes de transmisión, al no contarse todavía con una metodología en esa dirección.

En la tabla 4.11 se presenta la combinación metodológica utilizada en los proyectos de la región centroamericana que se encuentran en el MDL:

**TABLA 4.11 Metodologías MDL usadas por proyectos de energía en Centroamérica**

Metodología	Número de veces que ha sido utilizada	Tipo de proyecto
ACM 0001	4	Rellenos sanitarios con o sin electricidad
ACM 0002	19	Generación eléctrica con Hidro (represa existente, filo de agua), Viento, Geotérmica
ACM 0002+ACM 0006	7	Co-generación con bagazo
ACM 0006	4	Generación eléctrica con residuos de biomasa
AM 0011	1	Rellenos sanitarios
AM 0015	1	Generación eléctrica con residuos de bagazo
AM 0005	2	Generación Hidroeléctrica
AMS -I.D.	29	Generación eléctrica hidro (represa existente, filo de agua)
AMS -I.D.+AMS -III.D.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.	2	Generación a partir de residuos de palma y aserraderos
AMS -I.C.+AMS -III.D.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.+AMS -III.H.	2	Electricidad con Biogás

Obviamente y por el tipo de proyecto desarrollado, la concentración de uso metodológico se da sobre ACM 0002, ACM 0006 y AMS I.D., así como las características y escalas de los mercados eléctricos de la región y las sendas tecnológicas históricas de la región hacen que se esté utilizando un número relativamente pequeño de metodologías en los proyectos MDL presentes en la región.

Cada metodología hace referencia a una serie de herramientas que deben usarse en el contexto de desarrollo del PDD del proyecto MDL.

Las dos principales herramientas que se usan al aplicar una metodología de línea base y monitoreo a un proyecto MDL están relacionadas con la:

- Determinación de la adicionalidad de proyectos en el MDL.



- Determinación del factor de emisiones de una red eléctrica.

La **determinación de la adicionalidad** de un proyecto MDL siempre ha sido un tema contencioso. Actualmente la adicionalidad se determina a través de la justificación que se hace en el PDD de por qué razón el proyecto no es parte de la línea base en la que está inscrito el proyecto. Para realizarla generalmente se utilizan argumentos de barreras enfrentadas por el proyecto y argumentos de basados en el análisis de inversión comparativa con otras alternativas que tiene un desarrollador de proyectos. Las tendencias más recientes de la regulación del MDL han conllevado a que aún cuando para un proyecto de pequeña escala, el análisis de adicionalidad se puede hacer basado en la demostración de existencia de barreras (financieras, técnicas, de práctica común, etc.), los auditores encargados de la validación generalmente desean ver los estados de simulaciones financieras y de sensibilidad de parámetros de inversión para así dar fe de que un proyecto de generación renovable no era de por sí una inversión muy atractiva.

Los proyectos de la región no han sido fundamentalmente cuestionados por su adicionalidad pero sin embargo han ocurrido situaciones de cuestionamiento de la transparencia con la que se manejan las variables financieras de proyecto en las proformas financieras que han ameritado responder ante la Junta Ejecutiva del MDL y las DOE's.

En algunos casos pareciera que podría ser de gran utilidad la generación de análisis de tipo "benchmark" para comparar la inversión en proyectos de generación eléctrica en los países de la región para así poder demostrar adicionalidad en forma transparente basándose en por ejemplo criterios como son la rentabilidad del capital accionario o "equity" esperado por parte de inversionistas privados actuando en los mercados mayoristas de la región.

La **estimación del factor de emisiones de la red** a la cual va a integrarse un proyecto de generación renovable es compleja y va más allá de los objetivos descriptivos de este estudio, pero se debe mencionar que el principio general usado por el regulador es el de determinar las emisiones de la red en base a realizar una ponderación de emisiones entre las tendencias de emisiones en la operación del "mix" de plantas de los últimos 3 años y la tendencia de las emisiones de la adición de capacidades reflejada en las últimas 5 plantas instaladas, o el 20% más reciente de la generación del país, reflejado en la estadística del año más reciente.

En general la ponderación se realiza en una razón 50/50 para los generadores hidroeléctricos y de biomasa y de 75/25 para los generadores eólicos reconociendo que por no entregar potencia firme un generador eólico tenderá a desplazar más emisiones del margen operativo de un sistema eléctrico.

La aplicación de las metodologías a las condiciones de cada proyecto y país es intensiva en información, pero se nota que ha existido un aprendizaje importante en estos temas a nivel regional, notándose de que existen capacidades locales para su desarrollo, el cual sin embargo se vería simplificado si las autoridades energéticas nacionales decidieran desarrollar estos parámetros en forma sistematizada y disponible al público desarrollador de proyectos; más sin embargo esta estimación no es una barrera fundamental al desarrollo MDL en esta región.

Es posible concluir que existen metodologías y aprendizajes regionales y a nivel país que permiten observar que el desarrollo de documentaciones MDL en los países es factible para proyectos MDL. El contexto específico del sector de cada país, las características del proyecto en sí mismo, obviamente van a tener repercusión en los elementos claves de validación de los proyectos, pero la experiencia alcanzada en la región indica que es factible desarrollar este tipo de proyectos.

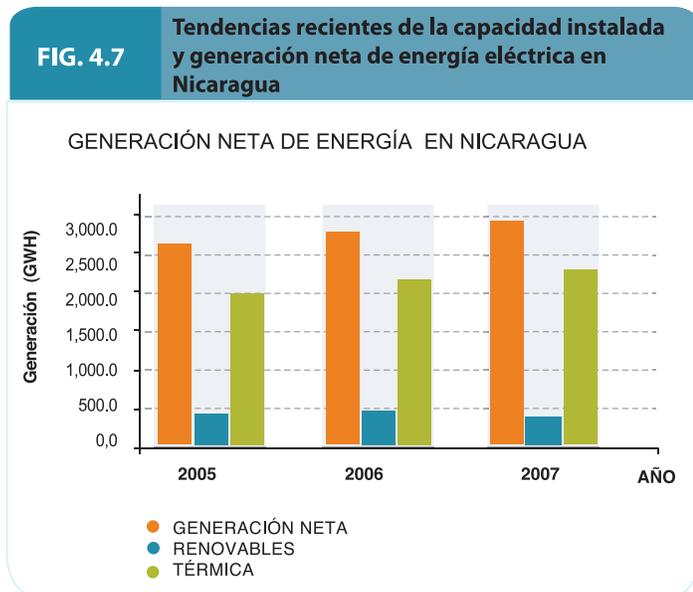
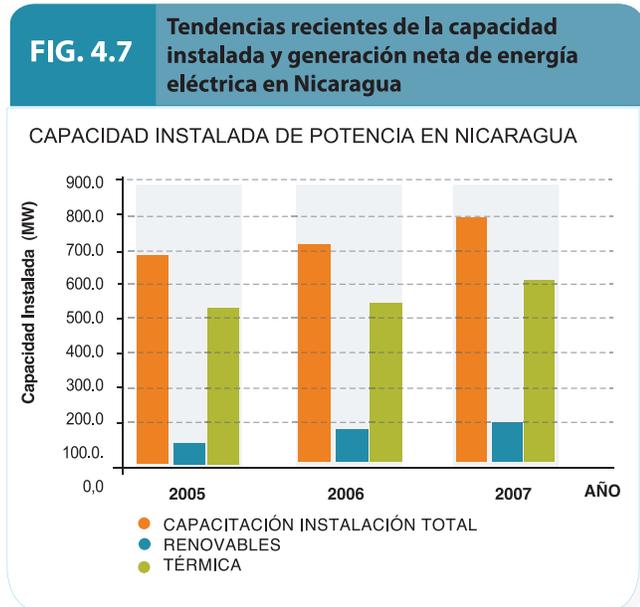
#### 4.6 Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Nicaragua y el factor de emisiones como su característica.

El entendimiento de las tendencias de línea base apoya la visualización futura del potencial MDL para proyectos de generación de energía eléctrica en la región, así como el posible impacto e injerencia del mismo en facilitar un sistema eléctrico más renovable y con mayor contribución al desarrollo sostenible.

Este es un tema complejo de analizar y se aborda de manera detallada conociendo las tendencias de lo que ha está pasando con la red nacional y la entrada de nuevas capacidades, asociado al Plan Nacional de Expansión o las tendencias de desarrollo del sector en cada país, considerando la situación del mercado de la energía eléctrica y el efecto que estén teniendo o pudieran tener las condiciones del mercado internacional de las energías renovables (tecnología, oferentes, etc.) y nuevas leyes de promoción de la energía renovable o no que puedan estar entrando en vigor o se estén estudiando en cada país.



La Figura 4.7 presenta la tendencia observada de la generación y la adición de capacidades en Nicaragua para los años 2005 – 2007, de acuerdo a CEPAL.



Datos basados en los reportes para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico de los años 2005, 2006 y 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de 87 Naciones Unidas, CEPAL y que pueden ser encontrados en <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf>

Analizando los datos absolutos anteriormente presentados y los valores relativos de crecimiento o decrecimiento de las capacidades instaladas de potencia y la generación neta, se comentan las siguientes tendencias para Nicaragua:

- La capacidad instalada de potencia de energías renovables no cambia mucho pero si aumentó el uso de las plantas térmicas para generar energía eléctrica en el 2007, respecto a los años anteriores con lo cual es previsible pensar que el factor de emisiones de la red ha aumentado en este periodo.
- Al continuar teniendo un déficit de suministro nacional que pudiese estar en aumento, y tomando en cuenta que en los procedimientos de estimación de factores de emisiones toda importación de energía debe ser tratada como de cero emisiones, para cumplir con principios de conservadurismo de estimaciones de reducciones de emisiones, este aumento de importaciones puede estar contribuyendo a decrecer el factor de emisiones de Nicaragua.

Para el caso de Nicaragua, la revisión de PDD’s recientemente aprobados en el MDL indica que el factor de emisiones del país durante el año 2008, ha variado de acuerdo a:

- Proyecto Eólico Santa Fe: 0,739 tCO<sub>2</sub>/MWh
- Proyecto Hidro El Bote: 0,757 tCO<sub>2</sub>/MWh

A nivel comparativo, en la Tabla 4.12 se presentan las tendencias de factores de emisiones para los países de la región en lo que se puede decir que Nicaragua es el país con factores más altos de la región centroamericana.

País	Rango de factor de emisión (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Costa Rica	0.15 -0.39
El Salvador	0.69 -0.73
Guatemala	0.64 -0.80
Honduras	0.65 -0.66
Nicaragua	0.74 -0.76
Panamá	0.56 -0.66

Tomando en cuenta que tanto el despacho como la adición de capacidades ha sido predominantemente térmica durante los últimos años, Nicaragua cuenta con un alto factor de emisiones de carbono en su red eléctrica, por tanto el rédito a ser alcanzado por sustituir generación térmica por renovable en el contexto del MDL acarreará mayores beneficios a un proyecto renovable. Es posible prever que esta tendencia pueda mantenerse en los próximos años y el factor de emisiones dependerá de cómo logren implementarse las políticas energéticas del país que están llamando a un aumento de la generación renovable en el país, lo cual puede tener algún nivel de impacto en el factor de emisiones de la red nacional.

#### 4.7 Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Nicaragua.

Esta sección tiene como objetivo presentar al lector la información sobre el desarrollo de los proyectos en el MDL, lo que ha sucedido a la fecha de análisis y principalmente en el área de los proyectos de generación de energía eléctrica según se pueda desagregar. Se abordan los parámetros de análisis del “pipeline” actual, la situación de proyectos y CER’s en validación, solicitando registro, inscritos, en verificación y la entrega repor-

tada de reducciones de emisiones a nivel mundial, para Latinoamérica, para Centroamérica y para el país de la región en estudio.

Las discusiones y análisis a continuación se basan en el “**CDM Pipeline Overview**” realizado por el proyecto CD4CDM<sup>68</sup>. En este análisis se valoran primordialmente los tipos de proyectos que utilizan fuentes renovables<sup>69</sup>, que están constituidas principalmente por los proyectos de generación de electricidad o energía térmica a base de fuentes como biogás, biomasa, geotermia, fuentes hídricas, mareas, solar y viento. En el análisis están incluidos los proyectos de generación de energía eléctrica con gas de relleno sanitario y solo quemado (que a nivel mundial son más importantes que la generación geotérmica) y se incluyen proyectos de solamente aprovechamiento térmico o solo de evitación de emisión del biogás, la biomasa, fuentes geotérmicas, la basura y la energía solar, que son también denominados renovables. Este análisis no hace diferencia entre proyectos conectados o no a una red.

La Tabla 4.13 precisa la información del alcance del análisis descrito.

**TABLA 4.13**

#### Definiciones relevantes para la valoración de tendencias de mercado en proyectos de generación eléctrica en el MDL

Tipo de proyecto	Definición
Biogás	Proyectos que producen biogás usado con propósitos energéticos
Energía Biomásica	Nuevas plantas utilizando biomasa renovable y/o biocombustibles o plantas existentes cambiando combustibles fósiles por biomásicos
Geotérmica	Energía geotérmica (es posiblemente todo generación eléctrica)
Hidroeléctrica	Nuevas plantas de potencia hidroeléctricas (es posiblemente todo generación eléctrica)
Solar	Fotovoltaico Solar, calentamiento de agua solar, cocinas solares (no es todo electricidad, además de que los proyectos son pequeños)
Mareas	Potencia de mareas (es posiblemente todo generación eléctrica)
Viento	Potencia del viento (es posiblemente todo generación eléctrica)

<sup>68</sup> Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risø Centre y entregado el 01-03-09, [jqfe@risoe.dtu.dk](mailto:jqfe@risoe.dtu.dk), Tel. (+45)46775105

<sup>69</sup> La clasificación por tipos y sub-tipos definida por el “CDM Pipeline Analysis” y en especial las del tipo que representan generación de energía eléctrica y las denominadas renovable son diferentes a los “Alcances Sectoriales” definidos por el UNFCCC en <http://cdm.unfccc.int/index.html>

### 4.7.1. El MDL en el Mundo

Actualmente se contabilizan cerca de 3.210 proyectos MDL que tienen que ver con la energía renovable en el mundo. La Tabla 4.14 presenta un desglose de las tendencias observadas en este segmento de proyectos MDL

**TABLA 4.14**
**Estado de situación de proyectos de generación renovable en el MDL a nivel mundial**

Tipo	Sub-tipo	Número de proyectos			Total	Total MW
		En Validación	Solicitando Registro	Registrado		
Proyectos de Energía Biomásica: <b>688</b>	Otros residuos agrícolas	120	3	68	<b>191</b>	4,718
	Potencia de Bagazo	104	2	76	<b>182</b>	4,251
	Granza de arroz	96	6	46	<b>148</b>	1,200
	Residuos de palma aceitera	29	2	19	<b>50</b>	323
	Otros residuos forestales	21	3	8	<b>32</b>	278
	Residuos de ind. maderera	17	1	9	<b>27</b>	284
	Biomasa de bosques	13	0	1	<b>14</b>	56
	Gasificación de biomasa	13	0	1	<b>14</b>	10
	Licor negro	6	1	6	<b>13</b>	257
	Desechos industriales	5	0	1	<b>6</b>	3
	Biodiesel	6	0	0	<b>6</b>	
	Residuos de mostaza	0	0	5	<b>5</b>	39
	Etanol	0	0	0	<b>0</b>	
Proyectos de Gas de Relleno Sanitario: <b>333</b>	Generación eléctrica en rellenos	62	7	42	<b>111</b>	583
	Compostaje	82	3	15	<b>100</b>	
	Quemado en rellenos	37	5	55	<b>97</b>	
	Combustión de RSM (incluye incineración)	22	0	0	<b>22</b>	270
	Gasificación de RSM	2	0	1	<b>3</b>	6
Proyectos de Biogás (aguas y excretas animales): <b>288</b>	Energía eléctrica a partir de biogás	190	22	76	<b>288</b>	418
Proyectos Hidroeléctricos <b>1,195</b>	Filo de agua	503	83	231	<b>817</b>	21,999
	Represa nueva	195	43	70	<b>308</b>	15,424
	Represa existente	37	3	30	<b>70</b>	2,782
Proyectos Solares total: <b>29</b>	Fotovoltaico Solar	13	1	5	<b>19</b>	114
	Cocinas solares	2	2	2	<b>6</b>	
	Termoeléctrica solar	2	0	0	<b>2</b>	106
	Calentamiento solar de agua	2	0	0	<b>2</b>	
Proyectos Geotérmicos: <b>15</b>	Electricidad	7	0	7	<b>14</b>	661
	Calentamiento	1	0	0	<b>1</b>	
<b>Proyectos Eólicos</b> <b>661</b>		409	42	210	<b>661</b>	25,866

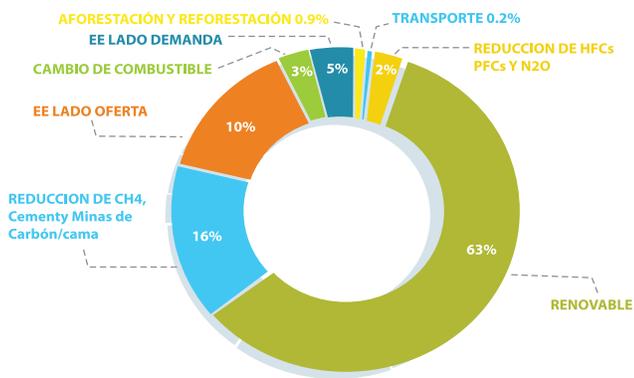
Fuente: Basado en información del "CDM Pipeline Overview" para marzo del 2009. Las celdas resaltadas en gris indican que no hay generación eléctrica en esos sub-tipos de proyectos.



Proyecto Mareo - Motrices		0	0	1	1	254
1						
<b>Total</b>		1,996	229	985	3,210	79,902
15	Calentamiento	1	0	0	1	
Proyectos Eólicos:						
661		409	42	210	661	25,866
Proyectos Mareo-motrices:						
1		0	0	1	1	254
<b>Total</b>		1,996	229	985	3,210	79,902

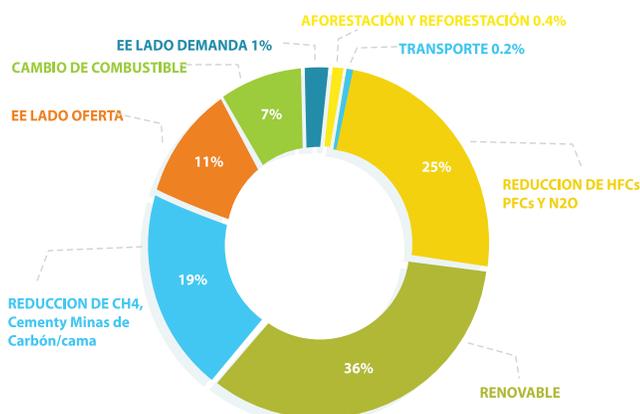
La Figuras 4.8 y 4.9 presentan la distribución de proyectos y de expectativa de CER's al 2012 que se tiene en el mundo actualmente.

**FIG. 4.8** Distribución de proyectos en el MDL a nivel mundial por sectores (%)



\*No incluye los 119 proyectos rechazados o retirados en el mundo. Los datos se presentan de manera relativa a los 4,541\* proyectos en validación, solicitando registro o re-gistrados en el MDL al 01-03-2009.

**FIG. 4.9** Distribución de la expectativa de CER's al 2012 por sectores (%)



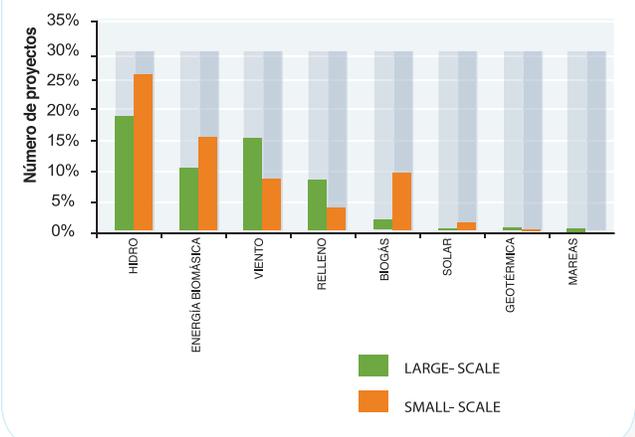
Del análisis del “pipeline” de proyectos totales a nivel mundial presentados ante el MDL y basado en la información del cuadro y gráficos anteriores, se destaca que los proyectos renovables son uno de los “ganadores” del MDL, pues representan un 63% de los 4,541 proyectos totales presentados ante el MDL, y que junto con los 333 proyectos de gas de relleno, sobrepasan el 70% de los proyectos.

Adicionalmente, los proyectos renovables representan solamente cerca de un 36% de los aproximadamente 2.900 MtCO<sub>2</sub>e que se estima se entregarán al 2012 por todos los proyectos actualmente presentados en el MDL.

Los proyectos de viento representan aproximadamente el 8.7%, hidroelectricidad 16.6% y geotérmica 5.9% de esas expectativas de reducciones de emisiones. Estos proyectos renovables han venido creciendo desde mediados de 2005 a un ritmo muy estable y representan a la fecha cerca de 80,000 MW propuestos, incluyendo a los proyectos de gas de relleno. Los proyectos denominados renovables son los que están ingresando en mayor número y con mayor significancia al “pipeline” en este momento.



**FIG. 4.10** Distribución relativa de proyectos por escala MDL y por fuente renovable



Nota: "Large scale" significa la clasificación de escala grande de MDL y "Small scale" significa la clasificación de escala pequeña, recordando que la separación entre ambas escalas está en los 15 MW.

Los proyectos de pequeña escala representan el 46% de todos los proyectos presentados en el proceso MDL, pero significan menos del 10% de los CER's esperados al 2012. Dentro de los proyectos de pequeña escala, entre el 83 y 72% de los proyectos y los CER's esperados a 2012 son de la categoría renovable, donde hidroelectricidad representa 31% y energía biomásica 19%, por lo que los proyectos denominados renovables son los dominantes en la pequeña escala (Figura 4.10).

De la figura anterior es evidente que en proyectos hi-

droeléctricos, de biomasa y biogás dominan los proyectos de pequeña escala, mientras que es más probable encontrar proyectos de gran escala en generaciones con viento, geotermia y gas de rellenos sanitarios. Los proyectos solares son todos de pequeña escala.

Si únicamente consideramos todos los proyectos ya registrados en el MDL, la cantidad de proyectos renovables representa el 61% (muy similar al total) y 23% de los CER's esperados de entregar al 2012, lo que representa una reducción respecto al análisis de los proyectos totales de cerca de 36%. Esto parece deberse a que los proyectos presentados y por registrarse son en promedio más grandes que los ya registrados. Para la pequeña escala la situación es diferente, pues un poco menos del 30% de los proyectos han sido registrados y representan un 36,9% de los CER's esperados al 2012 de la pequeña escala. Los proyectos de pequeña escala de los tipos de la categoría renovables representan arriba del 40% del total de los proyectos registrados de la pequeña escala y representan casi el 37% de los CER's al 2012 (Tablas 4.15 y 4.16).

Dos programas en el sector de generación eléctrica han sido sometidos a validación (de los 8 presentados), 1 en Bangladesh (generación con fuente solar para el usuario) y otro en Honduras de generación hidroeléctrica, ambos bajo metodologías de pequeña escala.

En cuanto a la participación de los países con proyectos MDL totales presentados en el Mundo, el gran ganador es China, con cerca de 55% de los CER's presentados y esperados, le sigue India con cerca del 16%, Brasil, Corea del Sur, Malasia y México juntos con cerca del 15% y el resto de países participantes con el restante 15%.

**TABLA 4.15**

Éxito de la emisión de certificados de reducciones de los proyectos de energía renovable a nivel mundial (no incluye la generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios)

Proyectos Totales MDL con CER's emitidos			
Tipo	Proyectos	kCER's emitidos	Éxito emisión CER's
Hidroeléctrico	89	9086	95%
Energía biomásica	103	11619	86%
Viento	87	10642	82%
Biogás	7	1111	63%
Geotérmico	2	318	29%
Solar	1	1	18%
Mareas	-	-	-
<b>Total</b>	<b>289</b>	<b>32,777</b>	<b>86%</b>



TABLA 4.16

Éxito de la emisión de certificados de reducciones de los proyectos MDL de pequeña escala de energía renovable a nivel mundial (no incluye generación eléctrica con biogás de rellenos sanitarios)

Tipo	Éxito emisión CER's
Hidroeléctrico	89%
Energía Biomásica	
Viento	87%
Biogás	78%
Geotérmico	
Solar	18%
Mareas	

El promedio ponderado de éxito de emisión para la categoría de renovables es 86%, de los casi 33 Millones de toneladas de CER's emitidos actualmente en la categoría renovable, donde el mayor riesgo de emisión parece estar concentrado en los proyectos geotérmicos por solo haber podido entregar un 28% de los CER's esperados, aunque los proyectos de geotermia representan menos del 10% de la expectativa total de CER's de proyectos de energía renovable. Este valor es menor al 99% general, debido a tipos de proyectos muy conservadores en sus estimaciones. En la pequeña escala de la categoría renovable el promedio ponderado es también 86%, con una composición diferente, como se muestra en el cuadro anterior.

#### 4.7.2 El MDL en Latinoamérica y el Caribe.

A partir del análisis del "pipeline" ("CDM Pipeline Overview" realizado por el proyecto CD<sub>4</sub>CDM<sup>70</sup>) como fuente de información se justifica y respaldan los siguientes gráficos y análisis.

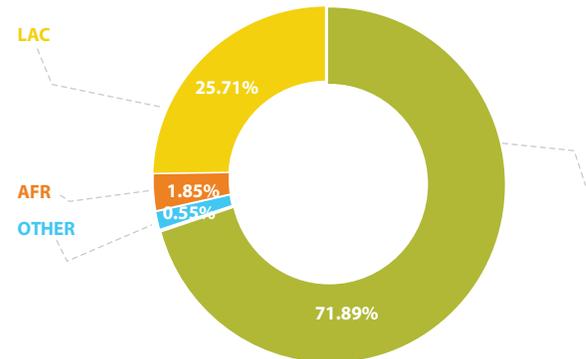
Latinoamérica, con 20 de los 76 países en el mundo que pueden participar como oferentes del MDL, tiene el 19% del total de los proyectos MDL presentados y el 14,5% de los CER's esperados de entregar al 2012.

Respecto al total de los proyectos registrados, Latinoamérica cuenta con cerca del 26% de los proyectos MDL y 18% de los CER's esperados de entregar al 2012, lo que muestra un rezago respecto a Asia, a pesar del liderazgo particular de Brasil principalmente y de México como países "bandera" en el MDL.

Para comparar a Latinoamérica con otras regiones se presenta la Figura 4.11.

FIG. 4.11

Participación relativa de los proyectos MDL registrados por región del mundo

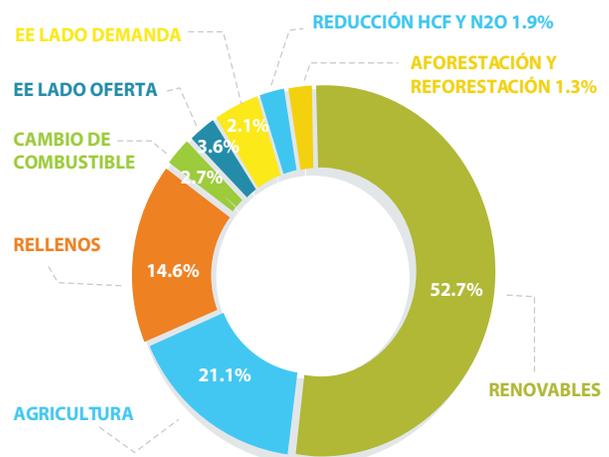


Nota: América Latina y Caribe (LAC), África (AFR), Asia Pacífico (ASP).

Latinoamérica (LAC por sus siglas en Inglés) fue un participante temprano en el MDL pero ciertamente en la actualidad no ha logrado mantener como región una posición destacada respecto a Asia-Pacífico (ASP), y especialmente frente a China e India. Latinoamérica ha presentado 854 proyectos (las Figuras 4.12 y 4.13 presentan proyectos por categorías y estimación de CER's), de los cuales un poco más de la mitad ya han entregado cosechas de CER's emitidos. Los proyectos de pequeña escala en Latinoamérica tienen la misma tendencia que el valor global.

FIG. 4.12

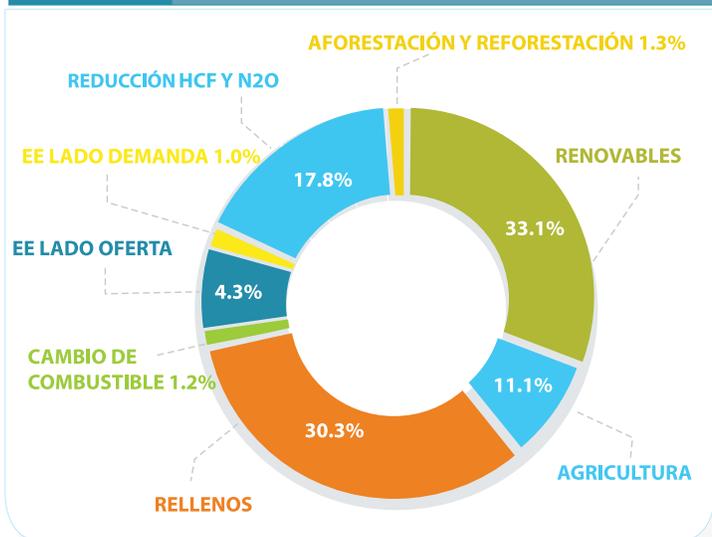
Participación relativa en el número de proyectos por categoría en Latinoamérica y el Caribe



<sup>70</sup> Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risø Centre y entregado el 01-03-09, [jqfe@risoe.dtu.dk](mailto:jqfe@risoe.dtu.dk), Tel. (+45)46775105

**FIG. 4.13**

**Participación en la cantidad de CER's relativa por categoría en Latinoamérica y el Caribe**



Los proyectos de energía renovable de todo el “pipeline” de la región latinoamericana representan el 53% de los proyectos presentados y representan el 33% de los CER’s que se estima entregar al 2012, concentrado en 15.0% hidroelectricidad y 10.3% biomasa. El total representa cerca de 13,700 MW de capacidad propuesta a completar para el 2012

**4.3. El MDL en Centroamérica**

Analizando la información de las Tablas 4.17 y 4.18, Centroamérica ha presentado un total de 85 proyectos al MDL, de los cuales la mitad están registrados y más o menos la otra mitad se encuentra en validación. Guatemala y Panamá cada uno tienen alrededor del 25% de los proyectos y los CER’s; siendo esta tendencia también bastante similar para los proyectos de energía renovable que totalizan 82 proyectos de los 85 proyectos de la región.

**TABLA 4.17**

**Proyectos MDL y CER's reportados por los países de Centroamérica en sus diferentes etapas del MDL**

País	En validación			Solicitando registro			Registrados			Nº		Total		2020 kCERs	
	Nº kCERs	2012	kCERs	Nº kCERs	2012	kCERs	Nº	kCERs	Nº	kCERs	2012	kCERs			
<b>Centroamérica (Total)</b>	<b>40</b>	<b>2851</b>	<b>11398</b>	<b>4</b>	<b>408</b>	<b>1585</b>	<b>41</b>	<b>2321</b>	<b>15847</b>	<b>85</b>	<b>2%</b>	<b>5580</b>	<b>28831</b>	<b>1.1%</b>	<b>75519</b>
Costa Rica	2	140	549	0	0	0	6	294	2247	8	9.4%	434	2796	9.7%	4672
El Salvador	3	159	204	0	0	0	5	475	3307	8	9.4%	634	3511	12.2%	8580
Guatemala	10	630	2768	1	100	400	8	702	3985	19	22.4%	1433	7153	24.8%	21047
Honduras	11	364	1587	1	14	62	14	274	2008	26	30.6%	653	3658	12.7%	10227
Nicaragua	4	62	255	1	121	503	3	456	3497	8	9.4%	640	4256	14.8%	8889
Panamá	10	1495	6035	1	173	619	5	119	803	16	18.8%	1786	7457	25.9%	22103

**TABLA 4.18**

**Proyectos MDL por tipo para cada país de Centroamérica**

País	Aforestación/ Agricultura/Cemento / Carbón/Distribución de energía/EE/	Biogás	Energía biomásica	Captura de CO2/Cambio de combustible /Otros gases difa CH4 y CO2/Solar/Mareas/ transporte	EE oferta	Geotérmica	Hidro	Relleno	Reforestación	Viento	Total
<b>Centroamérica TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>40</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>85</b>
Costa Rica	0	0	2	0	0	0	2	2	0	2	8
El Salvador	0	0	2	0	0	2	3	1	0	0	8
Guatemala	0	3	2	0	1	1	9	3	0	0	19
Honduras	0	6	8	0	1	0	11	0	0	0	26
Nicaragua	0	1	1	0	0	1	2	0	1	2	8
Panamá	0	0	1	0	0	0	13	1	0	1	16

En Centroamérica están presentes proyectos solamente en Biogás, energía biomásica, eficiencia energética del lado de la oferta, geotérmicos, de rellenos sanitarios, reforestación, viento y cerca de la mitad de todos son proyectos hidroeléctricos.

Centroamérica es una región que representa el 1% de los CER’s y 2% de los proyectos. La instalación de potencia de generación eléctrica de los proyectos propuestos por los países de la región centroamericana representa cerca de 1.796 MW y es descrita en la Tabla 4.19.



TABLA 4.19

Cuadro de potencia a instalar en proyectos MDL del tipo renovable para cada país de Centroamérica, indicando adicionalmente el éxito actual de emisión

País	Potencia a instalar reportada por tipo de proyecto renovable (MW)						Total (MW)
	Biogás	Bionería	Geotérmico	Hidro	Relleno	Viento	
Costa Rica				57	4	35	95
El Salvador		79	53	68	3		203
Guatemala	5	132	25	313	1		477
Honduras	13	195		72			279
Nicaragua		55	66	3		59	183
Panamá				473	6	81	560
<b>Total (MW)</b>	<b>18</b>	<b>460</b>	<b>144</b>	<b>985</b>	<b>14</b>	<b>174</b>	<b>1,796</b>
Emisión de CER's lograda (%)		94	4	90-199	72		

Al igual que como en el resto del mundo, el “issuance” de los proyectos geotérmicos es bajo, mientras que es muy aceptable para hidroeléctricas y bastante más alto que el promedio mundial el de los rellenos de la región, a pesar de que hay proyectos que no han presentado ante el MDL ni una sola cosecha.

Las Figuras 4.14 a la 4.19 complementan las tablas anteriores y facilitan el análisis de portafolios de la región centroamericana.

FIG. 4.14 Distribución de CER s en proyectos MDL renovables por país de Centroamérica.

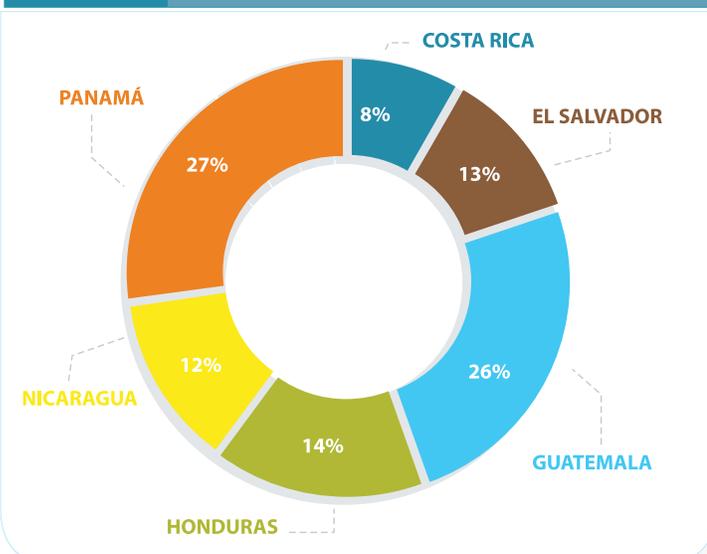
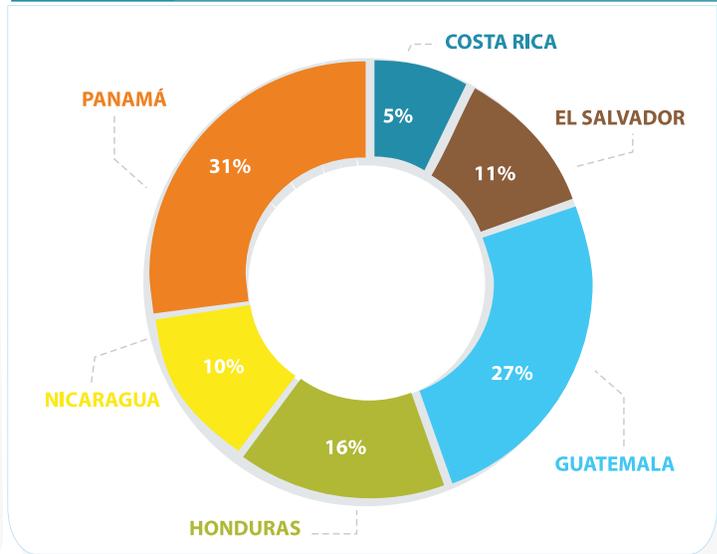
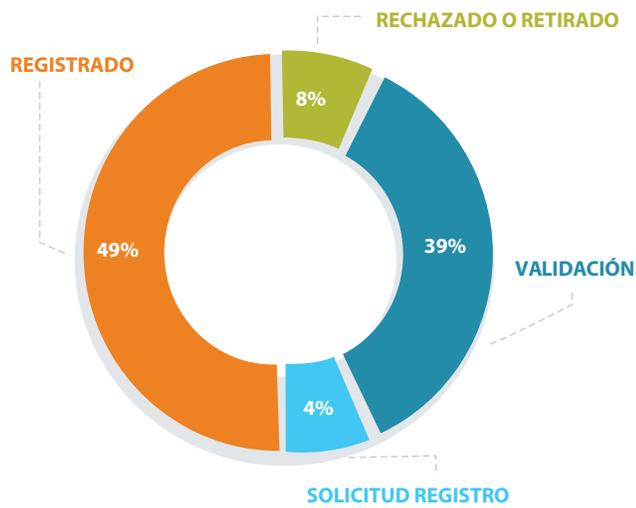


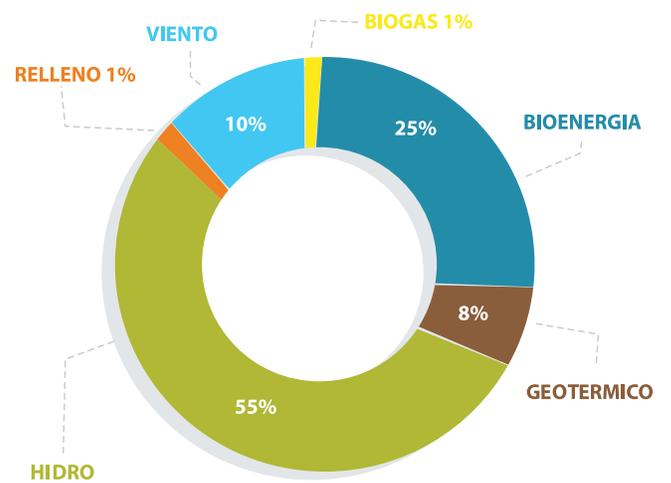
FIG. 4.15 Distribución por país de la potencia propuesta por los proyectos MDL renovables de Centroamérica.



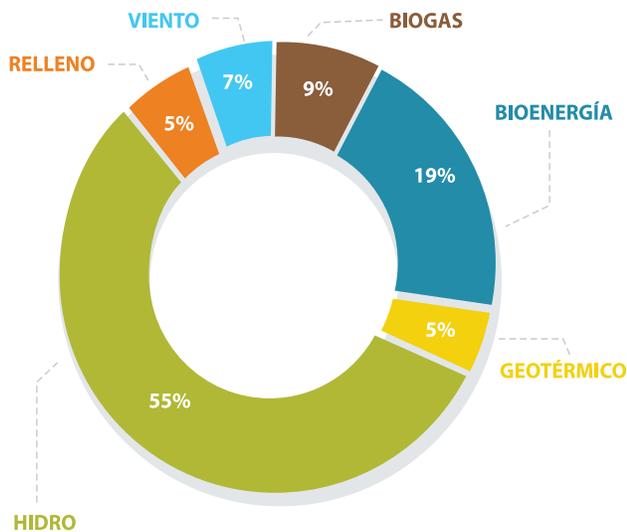
**FIG. 4.16** Distribución por estado de los proyectos renovables de Centroamérica.



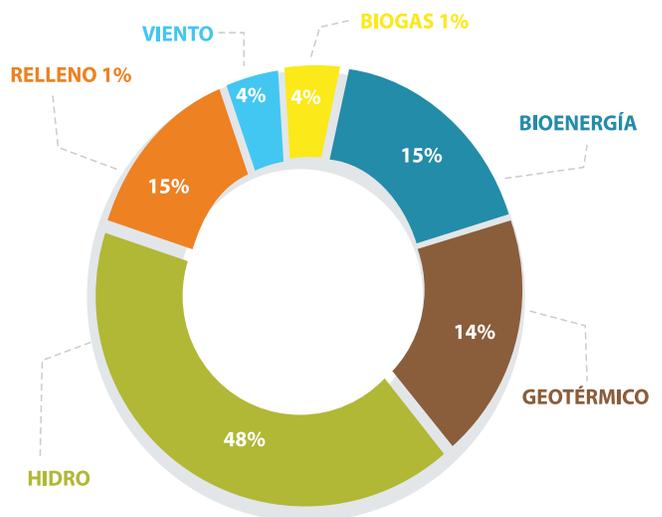
**FIG. 4.18** Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a la potencia.



**FIG. 4.17** Distribución de proyectos renovables de Centroamérica por tipo.



**FIG. 4.19** Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a los CER's planeados.



El comportamiento sobre la participación de los países, tanto en el número de proyectos como en la potencia eléctrica instalada reportada para los proyectos MDL renovables es bastante similar, siendo Panamá el país con los proyectos relativos más grandes en cuanto a su potencia instalada.

El comportamiento de las distribuciones de número de proyectos, potencia instalada o a instalar y CER's a entregar es similar, considerando que los proyectos de viento son pocos y con capacidades de potencia instalada relativamente altas, pero que por su operación no representan una cantidad de CER's muy importante. Lo mismo ocurre con los proyectos de biomasa en la región, dada su estacionalidad.

Por el contrario los proyectos de gas y de rellenos tienen capacidades instaladas de potencia baja y representan reducciones de emisiones altas por la

reducción de emisiones de metano que tiene un factor de calentamiento global alto.

Hay cuatro proyectos en Honduras que son calificados como "Gold Standard". No hay proyectos para la región realizados en solar y mareas como parte de los tipos renovables.

De los 13 proyectos que reportan reducción de emisiones verificadas entregadas solo 3 están debajo del 70%, aunque se sabe de casos en los que no se ha entregado reducciones por problemas varios.

#### 4.7.4 El MDL en Nicaragua.

Esta sección presenta el detalle de los proyectos que Nicaragua ha presentado a la corriente MDL y sus características principales. La Tabla 4.20 presenta la base de información disponible de proyectos MDL en Nicaragua.

**Tabla 4.20**

**Base de información de los proyectos presentados por Nicaragua ante el proceso MDL. No incluye los proyectos de rellenos sanitarios de solo captura y destrucción de metano**

Nombre	Estado	Tipo	Sub-Tipo	2012 KtCo <sub>2</sub>	2020 KtCo <sub>2</sub>	kCERs "issue"	Potencia MW
Relleno Río Azul Proyecto Gas a Energía	Registrado	Geotérmica	Geotérmica	1965	4377	103	66.0
PH Cote Pequeña escala	Registrado	Energía	Potencia	392	1056	269	55.0
PH La Joya	En Registro	Viento		503	1471		39.9
Proyecto de Viento Tejona	Validación	Viento		180	532		19.8
Granja de Viento Guanacaste	Validación	Hidro	Filo de Agua	18	67		1.9
PH El General	Validación	Hidro	Filo de Agua	18	53		0.9

Nicaragua ha presentado 6 proyectos a marzo 2009, de los cuales 2 ya se encuentra registrados y representan un valor interesante de cerca de 183 MW de potencia instalada, habiendo entregado ya 362 KtCO<sub>2</sub>e anualmente, valor bastante importante y siendo el líder de la región en cantidad entregada. En Nicaragua, la distribución de proyectos por tipo esta diversificada.

La DNA de Nicaragua ha presentado (ver Tabla 4.21) el siguiente portafolio de proyectos de generación de energía renovable que han manifestado ante ellos su interés en el MDL.

**TABLA 4.21**
**Portafolio prospectivo de proyectos de generación renovable de Nicaragua en el MDL en la actualidad**

Proyecto	Desarrollador de Proyecto	Ubicación Geográfica	Capacidad/Potencia (M W)	Ton CO2 promedio anuales	Ton CO2 promedio totales	Tiempo propuesto para a MDL	Estatus del Proyecto
Proyecto Central Hidroeléctrica Larreynaga	Empresa Nacional de Energía (ENEL)	Ciudad de Jinotega	17 Mw	53, 658	1,126,818	21	Cuenta con la Carta de Aprobación Nacional
Proyecto Central Hidroeléctrica El Salto YY	EGENICSA	26 Km from the Rosita City (RANN)	25 Mw	N/P	N/P	21	Cuenta con la Carta de No Objeción
Proyecto Eólico Las Sierras	Desarrollo de Vientos Alisios, S.A	Los Altos de Cuatachillo, Managua	20 Mw	115,360	1,615,040 en un periodo de 14 años	20	A la espera de la obtención de la Carta de No Objeción
Proyecto Hidroeléctrica La Mora	Hidroeléctrica La Mora S.A	Municipio de El Tuma –La Dalia, departamento de Matagalpa	1.9 Mw	6,092	85,288 en un periodo de 14 años	21	A la espera de la obtención de la Carta de No Objeción

Nicaragua tiene en su portafolio renovable presentado únicamente 4 proyectos de desarrolladores diferentes, de los cuales 3 son hidroeléctricos. La totalidad de proyectos representan cerca de 64 MW, predominando los de gran escala y 175 ktC<sub>2</sub> anuales promedio, todos de la metodología ACM 0002. Dos de los proyectos cuentan con carta de no objeción, por lo que se podría esperar que han adelantado algo en el proceso.

#### 4.7.5 Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en Nicaragua.

Nicaragua cuenta con un reducido número de proyectos en el MDL (2 proyectos registrados, 1 en registro y 3 en validación) A manera de conclusiones sobre el entorno de proyectos de energía renovable y el MDL son:

- Nicaragua cuenta con la institucionalidad así como un esquema aprobatorio bastante completo para otorgar cartas de aprobación nacional ante el MDL, que son otorgadas por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, como DNA ante la UNFCCC y el Mecanismo de Desarrollo Limpio. La DNA del país es decir el MARENA tiene provisiones para dar Cartas de no- Objeción de desarrollo de proyectos MDL.
- El sistema nacional de aprobación tiene algunas particularidades como son el establecimiento de un acuerdo de cooperación entre la ONDL y el desarrollador de proyecto y la exigencia de desarrollo de una consulta pública del proyecto.

- El tema de desarrollo sostenible y la apreciación de la contribución al mismo por parte de un proyecto MDL, que es sujeto de la aprobación nacional está basado en una serie de normativas y guías nacionales que están bastante explicitadas así como la existencia de una plantilla de valoración que es parte del proceso, ayudando a dar transparencia a este importante elemento del MDL. Como tal este procedimiento, es un paso más allá del común denominador observado en países en vías de desarrollo que simplemente manejan las denominadas “listas “positivas” para aprobaciones de proyectos al MDL.
- El requerimiento de consultas específicas a actores locales es parte explícita del proceso de aprobación nacional. El documento de diseño de proyecto PDD es en este caso puesto a disposición de la opinión pública a través de la página Web de la ONDL, en el Centro de Documentación del MARENA y en la oficina departamental del MARENA correspondiente, así como en las oficinas de los gobiernos municipales respectivos. Un formato para la publicación en medios escritos de la información referente a la disponibilidad del documento e invitación a comentarios y a la consulta pública forma parte del documento de procedimiento elaborado por la ONDL
- El desarrollo de proyectos MDL en Nicaragua está claramente centrado en proyectos de



generación eléctrica a partir de fuentes renovables, con un buen nivel de diversificación puesto que ahí aparecen proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos además de biomasa azucarera. La mayoría de los proyectos son de la denominada gran escala es decir arriba de los 15 MW de potencia instalada a excepción de las hidroeléctricas de La Dalia y El Bote. Es claro que el MDL significa una importante contribución para cualquier desarrollador de estos tipos de proyectos en el país, y se nota consideración temprana del MDL en los portafolios de desarrollo de proyectos energéticos en el país. Se nota poco desarrollo MDL para proyectos renovables en escalas menores a los 15 MW. Tomando en cuenta que Nicaragua cuenta con políticas públicas que expresamente llaman a la instalación de pequeños generadores renovables tanto en la red así como en zonas rurales, podría ser útil el desarrollo de programas de actividades MDL para facilitar el accionar MDL en estas escalas como una manera de remover barreras de consideración de beneficios ambientales del MDL.

- Pareciera que aún cuando se ha tomado ventaja de la existencia del MDL, se necesitará profundizar la participación y desarrollo a nivel sectorial para ampliar la contribución del MDL en la atracción de financiamiento para apoyar sendas de energía sostenible en el país a mayor largo plazo.

## 5. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA.

En esta sección se presentan proyectos de energía renovable de hasta 10 MW identificados en Nicaragua. Esta lista fue elaborada con información proveniente del MEM<sup>71</sup>.

Se establecieron 3 categorías:

- Plantas en operación
- Proyectos en trámite: Son aquellos para los cuales una empresa (indicada en la lista) está tramitando licencias.
- Inventario MEM: Fueron identificados inicialmente durante la elaboración de un Plan Maestro de Energía Eléctrica en 1980, y para los cuales se ha elaborado un perfil, un estudio de prefactibilidad o de factibilidad.

**TABLA 5.1** Proyectos de energía renovable < 10 MW de potencia

Nombre proyecto	Tipo	Cap. MW	Empresa	Etapas de estudio
<b>EN OPERACIÓN</b>				
ATDER-Benjamín Linder	Hidro	0.9		En operación
San Jacinto Power	Geotérmica	10.0		En operación
SUMA	2	10.9		
<b>EN TRÁMITE</b>				
Central Hidroeléctrica LA MORA	Hidro	1.9	Proyecto Hidroeléctrico La Mora, S.A	Licencia de generación otorgada
El Sardinal	Hidro	1.2	Hidralia, S.A.	Tramitando licencia de generación
Hidroeléctrica El EsquírinH	idro	5.2	Energética Nicaragua, S.A	Licencia provisional otorgada
Central Hidroeléctrica El Tigre	Hidro	5.0	Inversiones Hidroeléctricas, S.A.	Licencia provisional otorgada
Central Hidroeléctrica El Ayote	Hidro	5.0	Invenesa	Licencia provisional otorgada
Central Hidroeléctrica Monte CristoH	idro	4.0	Inversiones Hidroeléctricas, S.A	Licencia provisional otorgada
SUMA	6	22.3		
<b>INVENTARIO MEM</b>				
Auastigni	Hidro	8.0		Prefactibilidad
Coco Torres	Hidro	6.3		Perfil
Quilion	Hidro	6.0		Perfil
Santa Elisa	Hidro	6.0		Prefactibilidad
Basayá - El Tortuguero	Hidro	5.8		Factibilidad
Zopilota	Hidro	5.1		Perfil
Colombina	Hidro	2.7		Prefactibilidad
Loro	Hidro	2.5		Perfil
SUMA	8	42.4		

Las centrales de hasta 10 MW, incorporadas al SIN, que están hoy en día en operación, representan un 1.24% de la capacidad instalada total. Si todas las centrales que se encuentran hoy en día haciendo sus trámites, o que forman parte del inventario del MEM, estuvieran en operación, las centrales renovables menores a 10 MW representarían un 8.0% de la capacidad instalada total.

En el rango de interés expresado por ARECA, de proyectos de hasta 10 MW de potencia instalada, toda la actividad detectada en Nicaragua se centra en proyectos hidroeléctricos. De lo anterior debe inferirse lo siguiente: las pequeñas centrales renovables deben ser consideradas como un importante factor dentro del crecimiento del SIN, principalmente en la medida en que puedan llevar electrificación a zonas apartadas. Sin embargo, su contribución a la solución de falta de capacidad del país es pequeña: representaría el crecimiento proyectado para un año en el PEG elaborado por MEM.

<sup>71</sup> MEM [www.mem.gob.ni](http://www.mem.gob.ni)



## 6. LA BANCA NICARAGÜENSE Y LA ENERGÍA RENOVABLE<sup>72</sup>

La primera sección de este capítulo inicia con un análisis del sistema bancario nicaragüense, a partir de cifras y estadísticas disponibles en medios públicos. Se establece el tamaño de todo el sistema, su composición por tipos de actores y el tamaño relativo de sus principales actores. Este ejercicio es importante, ya que los proyectos de generación de energía renovable, que son el objeto principal de este documento, requieren normalmente de inversiones cuantiosas, y por lo tanto requieren de instituciones bancarias con suficiente capacidad. Con el fin de tener de una medida básica del impacto de la crisis financiera internacional, se mide el crecimiento de la banca nicaragüense en términos de activos y cartera de crédito durante los dos últimos años. Finalmente, se presentan estadísticas con respecto a la proporción de la cartera en moneda extranjera, y con respecto al comportamiento histórico de las tasas de interés activas. La información presentada en esta primera sección servirá de fundamento para el análisis que se hace en la siguiente.

La segunda sección resume el resultado de entrevistas sostenidas en el mes de mayo de 2009 con representantes de los tres principales bancos nicaragüenses. El objeto de estas entrevistas fue entender las tendencias y posiciones de la banca local con respecto a los proyectos de generación eléctrica, particularmente los proyectos a base de fuentes renovables, y de un rango de potencia de hasta 10 MW, que son la meta del Proyecto ARECA. La selección de los bancos se hizo de acuerdo a su tamaño, por considerarse que el financiamiento de proyectos en este sector requiere de instituciones con capacidad financiera y con un equipo humano debidamente calificado.

Como complemento a la información presentada en este capítulo, se presenta en el Anexo 3 una reseña acerca de las instituciones financieras internacionales, multilaterales y de desarrollo que han venido participando como financiadores de proyectos de energía en Centroamérica. Se presenta además en el Anexo 4 una breve reseña de las bolsas de valores centroamericanas, y de las emisiones procedentes de empresas del sector eléctrico, tanto de acciones como de deuda que se han dado en dichas bolsas. Como se podrá ver en el Anexo, ha habido varias experiencias en algunos de los países (Panamá, Costa Rica, El Salvador y Guatemala) en la utilización de los mercados de valores como fuentes de

financiamiento. Si bien hasta el momento han sido empresas de mayor tamaño las que han recurrido a estos mecanismos, es importante el precedente que queda sentado. En la medida que el público inversionista se familiariza con las empresas del sector, se abren opciones para empresas de menor tamaño.

### 6.1 Estadísticas generales del sector

El sistema bancario nicaragüense es muy reducido en cuanto a los activos totales (por mucho, el menor de la región) y en cuanto al número de actores. Esto contrasta con el hecho de que Nicaragua ha sido el origen de varias importantes redes bancarias regionales, tales como BAC, Lafise, Promérica y Banco Uno (absorbida por Citi). Además los principales bancos del país son de capital nicaragüense, o fueron originados en ese país para luego vender parte de su capital a bancos del exterior. Puede concluirse entonces que el reducido tamaño de la banca en ese país obedece a lo pequeño de su economía, y no a las destrezas de sus banqueros. Todos los bancos comerciales del país son privados, y sólo el 33.8% de los activos del sistema pertenecen a bancos de capital extranjero.

Otro aspecto que merece ser comentado es el que, por el número reducido de bancos, le corresponde a los existentes, principalmente a los de mayor tamaño, cubrir una amplia gama de servicios.

La Tabla 6.1 presenta en forma resumida la conformación del sistema bancario nicaragüense. Presenta el número de entidades en cada categoría, así como el total de activos que, según datos de la Superintendencia de Bancos y Otras Instituciones Financieras de Nicaragua (SIBOIF) reflejaba cada categoría al cierre de diciembre de 2008. Las cifras están expresadas en millones córdobas y en millones de dólares.

<sup>72</sup> Todas las cifras relativas a datos de balance de los bancos se tomaron de la Superintendencia de Bancos y Otras Instituciones Financieras de Nicaragua (<http://www.superintendencia.gob.ni/>). Los datos relativos a tasas de interés fueron tomados del Banco Central de Nicaragua ([www.bcn.gob.ni](http://www.bcn.gob.ni)).



**TABLA 6.1 NICARAGUA- Sistema bancario, dic-2008**

	N° entidades	Total de activos, millones		%
		Moneda local	US \$	
Bancos comerciales privados	8	444.	\$3,549.2	96.7%
Bancos estatales	1	2,376.1	\$119.7	3.3%
<b>TOTAL</b>		<b>72,821.1</b>	<b>\$3,668.9</b>	<b>100.0%</b>
Bancos de capital extranjero	4	23,791.2	\$1,198.7	
Banco más grande del país (por activos)	BANPRO	19,913.0	\$1,003.3	

\*1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Bancos y Otras Instituciones Financieras de Nicaragua

En la Tabla 6.2 se presenta el escalafón (“ranking”) de los bancos comerciales privados. El orden en que aparecen los bancos obedece al tamaño de su activo (dic-08). Se presentan además las cifras de patrimonio.

El sistema bancario nicaragüense presenta un alto grado de concentración. Los tres bancos más grandes representan el 70.7% de los activos totales del sistema bancario. Los activos del Banco de la Producción (BANPRO), el más grande del país, representan más el 28.3% de ese total. Sin embargo hay que destacar que el sistema está conformado por tan sólo 8 bancos, y que el mayor de ellos tiene activos que apenas sobrepasan los US\$1 mil millones. Los dos bancos que le siguen en tamaño no superan los US\$800 millones.

La exposición máxima, que también se muestra en el

cuadro, estima el monto total que un banco le puede otorgar a una persona física o jurídica. Esto según lo dice el Artículo 56 de la Ley General de Bancos, Instituciones Financiera No Bancarias y Grupos Financieros<sup>73</sup>, el cual establece que los bancos no podrán otorgar créditos a una misma persona natural o jurídica por un monto que exceda en conjunto del 30% de la base de cálculo del capital del banco. Este parámetro es particularmente importante al analizar las alternativas de financiamiento de disponibles para proyectos de generación eléctrica, por la inversión tan considerable que este tipo de proyecto normalmente requiere. Se recalca que el monto consignado para la exposición máxima de cada banco es una estimación, ya que se aplicó el porcentaje indicado por la Ley al patrimonio total que refleja el balance en la fecha indicada, y no a la “base de cálculo de capital del banco”.

**TABLA 6.2 Bancos de Nicaragua Tamaño por activos y patrimonio**

Bancos	Activos \$	Activos %	Patrimonio \$	Exposición máxima \$
Banco de la Producción (BANPRO)	1,003.3	28.3%	90.1	27.0
Banco de Crédito CA (BANCENTRO )	791.0	22.3%	79.4	23.8
Banco de América Central (BAC)	713.3	20.1%	84.6	25.4
Banco de Finanzas (BDF)	376.2	10.6%	37.1	11.1
Citibank	258.4	7.3%	31.5	9.4
Banco del Éxito (BANEX )	180.1	5.1%	16.8	5.0
Procredit	172.3	4.9%	17.0	5.1
HSBC Nicaragua	54.6	1.5%	13.3	4.0
<b>TOTAL</b>	<b>3,549.2</b>	<b>100.0%</b>	<b>369.8</b>	

\*1. Ordenados de acuerdo a activos totales, de mayor a menor.

\*2. Exposición máxima es el monto máximo que un banco puede prestar a una sola persona física o jurídica según Artículo 56 de la Ley General de Bancos, Instituciones Financiera No Bancarias y Grupos Financieros.

\*3. Cifras en millones de US\$.

<sup>73</sup> Ley General de Bancos, Instituciones Financiera No Bancarias y Grupos Financieros, Ley No. 561, Aprobada el 27 de Octubre del 2005. (<http://www.bcn.gob.ni/banco/legislacion/Ley%20Gral%20de%20Bancos%202006.pdf>)



Tal y como muestra la Tabla 6.3, la crisis financiera mundial que empezó a hacer sentir sus efectos más marcados a partir de inicios del 2008, disminuyó el ritmo de crecimiento que mostró la banca nicaragüense en años anteriores. Aunque a un ritmo mucho más lento, tanto a nivel de activos como de cartera de crédito, el sector siguió creciendo durante 2008.

<b>TABLA 6.3 Bancos de Nicaragua Evolución de activos y carteras de crédito</b>			
	<b>dic-06</b>	<b>dic-07</b>	<b>dic-08</b>
Activos totales	2,868.9	3,190.8	3,369.1
Cartera de créditos	1,577.7	1,933.4	2,091.3
<b>Crecimiento</b>			
Activos totales		11.2%	5.6%
Cartera de crédito		22.5%	8.2%

\* 1 Cifras en millones de US\$  
 \* 2. Las cifras de 2008 no incluyen a Banco del Éxito, el cual operaba como financiera y se registro como Banco durante el año. Esto para no distorsionar cifras de crecimiento.

Tal y como le explica la nota al pie del gráfico, para no distorsionar la evolución de los activos y la cartera, en la Tabla 6.3 no se consideró dentro de las cifras del 2008 al Banco del Éxito, institución que en los años anteriores operaba como financiera, y que durante el 2008 obtuvo su licencia bancaria.

Una proporción muy alta de los créditos otorgados por los bancos nicaragüenses están denominados en moneda extranjera, tal y como se observa en la Tabla 6.4<sup>74</sup>. Dicha proporción se ha mantenido estable a lo largo de los dos últimos períodos, y es un fenómeno normal observado en Nicaragua desde hace varios años. Lo anterior a pesar de que la devaluación del córdoba frente al dólar se ha mantenido estable en los últimos años, a un ritmo cercano al 5% anual.

<b>TABLA 6.4 Bancos de Nicaragua Cartera de crédito, por moneda (\$)</b>		
	<b>dic-07</b>	<b>dic-08</b>
Moneda Local	16.9%	15.5%
Moneda Extranjera	83.1%	84.5%

\*1 Anuario de Estadísticas Económicas 2001 - 2008 Banco Central de Nicaragua

También es muy importante destacar que la norma en el otorgamiento de créditos en córdobas es aplicar el mecanismo de mantenimiento de valor que establece la Ley Monetaria en su artículo 16<sup>75</sup> Según dicho artículo, en todo contrato podrá establecerse una cláusula por la cual las obligaciones expresadas en Córdobas mantendrán su valor en relación con una moneda extranjera. En este caso, si se produce una modificación en el tipo oficial de cambio del Córdoba con relación a dicha moneda, el monto de la obligación expresada en Córdobas deberá ajustarse en la misma proporción a la modificación operada. Debe concluirse entonces que, para efectos prácticos, toda la cartera crediticia de los bancos nicaragüenses está ligada al dólar.

La Figura 6.1<sup>76</sup> muestra el comportamiento (promedios ponderados) de las tasas activas, tanto en moneda nacional como en moneda extranjera, para los años 2006 a 2008.

El análisis de dicha figura lleva a las siguientes conclusiones:

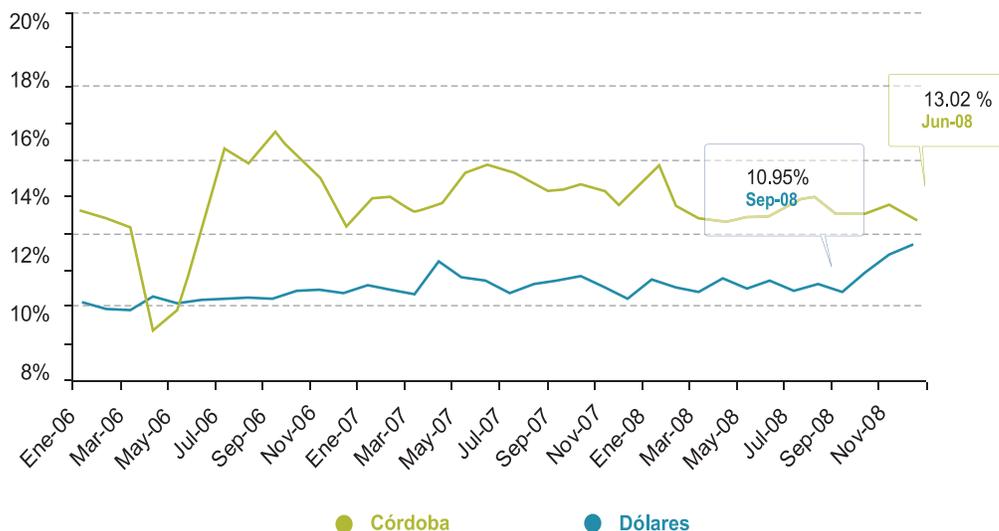
- Las tasas en moneda local han mostrado mucha variación a lo largo de los últimos dos años. Las tasas en dólares, que venían mostrando un comportamiento estable, empezaron a subir marcadamente a partir de setiembre 2008, mes en que se ubicaban en 10.95%, para terminar el año en 13.02%. Se dio un aumento ligeramente superior a 2 % en tan solo 3 meses.
- Las tasas de interés activas en moneda extranjera en el sistema bancario nicaragüense no han guardado relación con las tasas de referencia internacional (Prime rate o Libor 6 meses) que normalmente se utilizan para la indexación de tasas activas. Durante el período analizado, ambas tasas de referencia internacional han mostrado fluctuaciones importantes, que no se han reflejado en las tasas de interés en vigentes en el mercado nicaragüense.

<sup>74</sup> Banco Central de Nicaragua, Anuario Estadístico 2001-2008. <http://www.bcn.gob.ni/publicaciones/anuario/Anuario%20estadistico%202008.pdf>

<sup>75</sup> Ley Monetaria, Decreto Ley No. 1-92 de 06 de Enero de 1992. <http://www.bcn.gob.ni/banco/legislacion/LEY%20MONETARIA%20y%20sus%20Notas.pdf>

<sup>76</sup> Elaboración propia con datos del Banco Central de Nicaragua [http://www.bcn.gob.ni/estadisticas/tasas/ponderado/Tasas\\_Mensuales\\_2009.pdf](http://www.bcn.gob.ni/estadisticas/tasas/ponderado/Tasas_Mensuales_2009.pdf)

**FIG.6.1** Nicaragua - Tasas de Interés activa



### 6.2 La banca nicaragüense y los proyectos de generación eléctrica.

El contenido de la presente sección se elaboró con base en las entrevistas con representantes de los tres mayores bancos de Nicaragua. Las personas entrevistadas ocupan puestos a nivel de gerencia general, gerencia de banca corporativa y de crédito.

Cada reunión inició con una explicación del alcance de este trabajo, y de los objetivos del Proyecto ARECA. Con particular interés se abordaron los temas de experiencia del banco en el financiamiento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, particularmente en generación a base de fuentes renovables. También se preguntó sobre la disponibilidad de recursos y la capacidad de financiamiento del banco. Se repasaron cuáles podrían ser las condiciones de un crédito para el sector, principalmente en cuanto a plazos, tasas de interés, requisitos de garantía y otros requerimientos específicos para propuestas provenientes del sector eléctrico. Se investigó sobre la disponibilidad de líneas de crédito específicas para el sector eléctrico. Finalmente se preguntó sobre barreras percibidas por los bancos con respecto a un mayor desarrollo de centrales eléctricas con base en energías renovables. Las entrevistas tuvieron una duración aproximada de una hora.

A continuación un resumen de los hallazgos.

Como primer punto, hay que destacar que la banca nicaragüense ha tenido una muy limitada relación con

proyectos de generación de energía. Esto debido a que el sector privado del país ha mostrado muy poca actividad en proyectos de energías renovables de pequeña escala (de hasta 10 MW). Los proyectos renovables que se han desarrollado a nivel privado son de mediana escala (uno geotérmico de 10 MW y otro de 77.5 MW y un eólico de 40 MW), y la capacidad de la banca para participar en proyectos de estos tamaños es muy limitada.

#### Trayectoria en el financiamiento de proyectos de energía y nivel de conocimiento del sector.

De los bancos visitados sólo uno (BANPRO) ha participado en un proyecto hidroeléctrico de muy pequeña escala (aproximadamente 1 MW).

**Relación deuda a capital accionario:** Las personas entrevistadas manifiestan que consideran que sus bancos estarían en condiciones de financiar hasta un 65% de la inversión total en un proyecto de energía renovable.

**Moneda:** El financiamiento de proyectos de inversión se daría en dólares.

**Monto de los préstamos:** Los montos que puedan comprometer los bancos nicaragüenses a un proyecto de energía renovable van a estar limitados por sus respectivos patrimonios. A pesar de que, según la estimación presentada en el Cuadro 6.2, los tres mayores bancos del sistema tienen una exposición máxima superior a los US\$ 20 millones, es probable que aún proyec-



tos pequeños de 4 ó 5 MW deban ser financiados en forma sindicada.

**Tasas de interés:** De las entrevistas realizadas se desprende que las tasas probables para proyectos de inversión, de acuerdo a condiciones actuales de mercado, se ubiquen en un rango del 12 al 14%.

**Plazo y período de gracia:** Los bancos de la plaza no tienen capacidad para otorgar financiamiento a un plazo mayor de 4 a 5 años. Para otorgar financiamiento a plazos mayores, deben contar con líneas de crédito que se los permitan. El otorgamiento de períodos de gracia dependerá de las condiciones de esas líneas de crédito. El programa de crédito multisectorial de Financiera Nicaragüense de Inversiones<sup>77</sup> (FNI, banco de segundo piso) tiene un límite por operación de US\$ 500 mil. Estos préstamos pueden ser otorgados por un plazo máximo de 12 años, y con un período de gracia de hasta 3 años.

**Garantías:** Dadas las condiciones del mercado bancario, y la poca trayectoria del sector privado en el desarrollo de centrales eléctricas de pequeña escala, hay que contar con que los bancos requerirán garantías adicionales a las que resulten del propio proyecto. Es poco probable el otorgamiento de financiamiento a empresas que no estén asociadas a grupos corporativos que puedan garantizar la capacidad de pago. Un programa de garantías parciales de crédito para el sector eléctrico será visto con particular atención en este mercado.

#### **Barreras percibidas por los bancos**

Las personas entrevistadas ponen énfasis particular en las dificultades que encuentra un desarrollador en el trámite de permisos y licencias requeridos para la instalación de una central eléctrica. Por otro lado, es una barrera muy importante la poca experiencia que hay en el sector privado en el desarrollo de centrales eléctricas de pequeña escala.

#### **Requisitos para el otorgamiento de préstamos.**

Los requisitos específicos mencionados por las personas entrevistadas son limitados, sobre todo por la limitada trayectoria que tienen en el sector. De momento, señalan los siguientes.

- Contrato de compra de energía otorgado por la distribuidora local.
- Trámite de permisos, licencias de construcción y estudio de impacto ambiental concluido.
- Respaldo financiero y capacidad de ejecutoria de los promotores.

Como complemento a lo que en esta sección se señala, en el Anexo 5 se presenta una lista de aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento ante una entidad financiera. En la medida en que el desarrollador considere estos aspectos en su solicitud se facilitará, con toda seguridad, el trámite de su solicitud.

Otro tema que merece ser mencionado, es la experiencia que han tenido los bancos nicaragüenses con mecanismos de garantía parcial de crédito. Según comentaron, han tenido acceso a un mecanismo suministrado por el AID<sup>78</sup> enfocado en sectores productivos, mediante el cual el banco puede garantizar hasta el 50% del crédito. Lo denominan un mecanismo “silencioso”, ya que la decisión de usarlo la toma el banco, sin comunicárselo al cliente. Es por esto que lo denominan un mecanismo “silencioso”. El hecho de no comunicárselo al cliente lo consideran importante, ya que en caso de hacerlo, se propiciaría la desatención del cliente de sus obligaciones crediticias. Se comentó que el costo de la utilización de esta garantía es menor a 1% del monto otorgado.

#### **6.3 Conclusiones.**

El sistema bancario nicaragüense es el más pequeño de la región. El banco más grande del país apenas supera los US\$ 1 mil millones. Sin embargo, el tamaño del sistema bancario guarda proporción con el tamaño de la economía del país. Si bien la banca internacional está presente en esta plaza, el predominio del sector todavía está en manos de bancos nicaragüenses.

La capacidad financiera de banca nicaragüense es un factor que limita su participación en el financiamiento de proyectos de generación eléctrica. Las agencias multilaterales de crédito y bancos de desarrollo de países desarrollados son los llamados a jugar un papel importante en el desarrollo de este sector, ya sea mediante su participación directa, o mediante el otorgamiento de líneas de crédito que les permita a los bancos locales otorgar financiamientos en las condiciones requeridas por el sector de generación. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el otorgamiento de líneas de crédito no resuelve la limitación patrimonial de los bancos locales.

Queda en evidencia que, a pesar de su limitada exposición hasta la fecha, los banqueros entienden los riesgos asociados al negocio de generación y la complejidad de este negocio. Es por eso que manifiestan que este tipo de proyecto debería ser promovido por grupos

<sup>77</sup> <http://www.fni.com.ni/>

<sup>78</sup> USAID = Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional



empresariales, con demostrada capacidad de ejecución y con respaldo económico para cubrir la porción de capital (“equity”) requerida, para cubrir los eventuales sobrecostos del proyecto, y para garantizar el repago del financiamiento.

Se han identificado varios proyectos en desarrollo en los cuales, por su tamaño, la banca local podría participar. Sin embargo, para poder hacerlo, los bancos locales requerirán líneas de crédito que se ajusten a los requerimientos de esos proyectos, particularmente en cuanto a plazo. Un mecanismo de garantías parciales de crédito específico para proyectos de generación encontrará buena acogida en este mercado por dos razones principales: La poca exposición que ha tenido la banca con proyectos de generación la llevará a actuar con particular cautela con este tipo de proyectos de inversión, y una garantía parcial de crédito puede ser un catalizador a la hora aprobación de un financiamiento. Por otro lado, la banca del país tiene experiencia con mecanismos similares. Se manifestaron comentarios en el sentido de que su utilidad dependerá del costo asociado al mecanismo. El plazo de la garantía parcial, tal y como está planteado (un año, renovable), puede ser visto como una limitante. La flexibilización en el plazo para que abarque el período de construcción de los proyectos facilitará su utilización.

Para poder poner en contexto las tasas de interés que los banqueros nicaragüenses indicaron que aplicarían a préstamos para proyectos eléctricos, se hizo un análisis comparativo entre dichas tasas y las que indicaron banqueros en los otros países de la región. En todos los casos, se tomó la tasa menor y la tasa mayor indicada en cada uno de los países, y se determinó el punto intermedio.

A su vez, se correlacionó dicho punto intermedio con la calificación de crédito país publicada por Institutional Investor, llegando a la conclusión de que existe una correlación inversa de 0.922. De este análisis se puede concluir que en países con baja calificación de crédito, como es el caso de Nicaragua, las tasas de interés serán mayores.

**TABLA 6.5 Tasas de interés y calificación de crédito país**

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
<b>Rango de tasas</b>						
Menor	9.00%	8.00%	11.00%	12.00%	9.00%	9.00%
Mayor	11.00%	12.00%	12.00%	14.00%	12.00%	10.00%
Intermedio	10.00%	10.00%	11.50%	13.00%	10.50%	9.50%
<b>Riesgo país</b>	43.00	46.00	33.70	22.00	52.10	58.30



## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

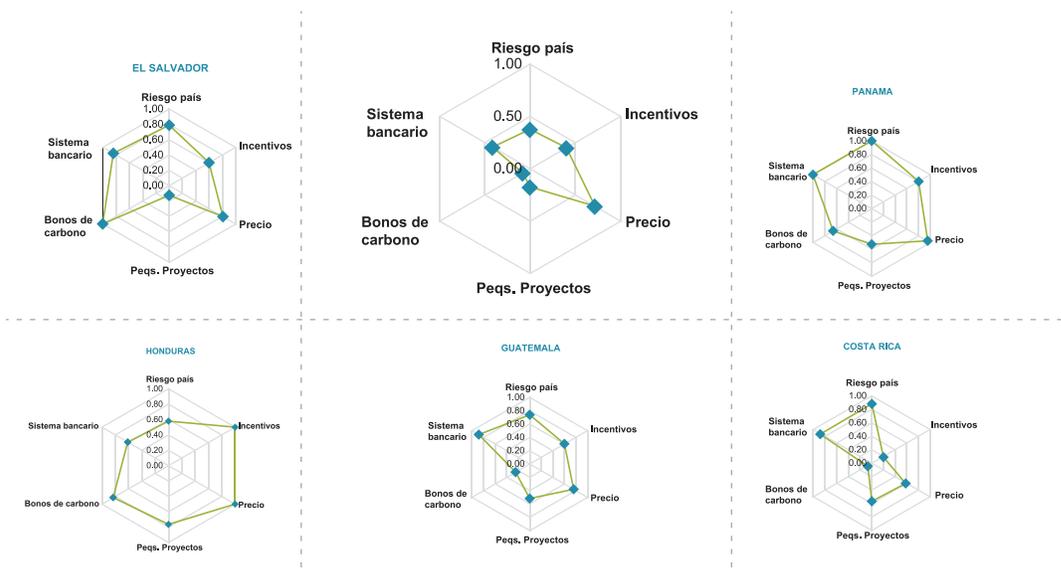
Este documento ha presentado un análisis del mercado de energía renovable, con énfasis en el desarrollo de proyectos en las escalas de hasta los 10 MW, al ser este un objetivo del BCIE y el Proyecto ARECA (actualmente en ejecución por el banco), en pos de acelerar el desarrollo de emprendimientos de energía renovable en la región centroamericana.

El trabajo realizado en la elaboración del presente documento ha considerado una serie de temas ordenadores de la situación observada a nivel país, que se centran en aspectos relevantes como: la situación del mercado eléctrico e incentivos a la energía renovable/permisos requeridos para el desarrollo de proyectos, las relaciones entre los costos de generación tendenciales de los proyectos renovables de pequeña escala/señales de precios observadas (así como esquemas contractuales de participación), el estado actualizado de desarrollo de proyectos renovables de pequeña escala en el país, las perspectivas de la banca con respecto a elementos claves del financiamiento de proyectos; así como el tema de la participación nacional en el MDL y los procedimientos de aprobación nacional requeridos a los desarrolladores de proyectos.

Cada capítulo de este documento ha presentado conclusiones específicas para cada uno de los ejes temáti-

cos considerados. Basándose en los contenidos temáticos de cada uno de los capítulos de este trabajo, así como en la información estadística recopilada y presentada a lo largo del documento, y con la ayuda de la técnica de construcción de “diagramas araña”; se presenta un resumen final de la situación del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable desde la perspectiva de las temáticas relevantes que ya han sido descritas. El lector de este documento puede referirse al Anexo 6 llamado “Indicadores utilizados en sección de conclusiones” para conocer en detalle el proceso de construcción realizado a los indicadores seleccionados.

La figura presentada a continuación incluye los resultados concluyentes de la valoración realizada para el país y además permite al lector contrastar la situación país específica objeto de este análisis de mercado con aquellas observadas 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. Dichos resultados y conclusiones son de por sí, de naturaleza tendencial tomando en cuenta la complejidad natural que caracteriza a un sector de organización industrial como es el de la industria eléctrica.



Observando los valores de los distintos indicadores que refleja el gráfico para el caso de Nicaragua, se puede concluir que el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala en Nicaragua presenta limitaciones importantes.

La calificación de riesgo país incide en la habilidad del país para la atracción de inversión extranjera. Esta limitación es relativa en la medida en que la iniciativa de desarrollar proyectos de generación provenga de empresarios nicaragüenses, para los cuales la percepción de riesgo país, tratándose de su país de origen, es muy distinta a la de un empresario extranjero. Sin embargo, es de esperar que la calificación de riesgo país se traduzca, tanto para inversionistas locales como para inversionistas extranjeros, en una expectativa de retorno mayor, en concordancia con el mayor riesgo percibido.

Si bien el marco regulatorio nicaragüense contempla incentivos para las energías renovables de pequeña escala, estos incentivos se limitan a lo fiscal. No se contemplan dentro del régimen de incentivos garantías en cuanto a la obtención de contratos de venta, fórmulas de precio definidas, ni derechos prioritarios en el despacho.

La perspectiva de precio de energía es relativamente baja, y se suma a las dificultades de una expectativa de retorno, tasas de interés mayores, y limitaciones que resultan de las características del sistema bancario. El país cuenta con tan solo 8 bancos comerciales, cuyo nivel de activos es bajo. La banca del país no tiene capacidad para otorgar financiamientos de largo plazo, y finalmente las tasas de interés vigentes son considerablemente más altas que en otros mercados de la región.

Finalmente, el papel de las energías renovables de pequeña escala en Nicaragua ha sido muy modesto, y se espera que mantenga esa tónica; aún cuando podrían apoyar en mejorar el acceso de zonas aisladas y en la adición de capacidades tan necesarias para el sistema eléctrico del país. A esta conclusión se llega analizando la poca presencia de pequeñas centrales renovables en la red, y de proyectos de esa categoría en desarrollo, y la poca actividad en la tramitación de bonos de carbono.

Acelerar el desarrollo de pequeñas energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo en el establecimiento de incentivos en cuanto a la comercialización de la energía (facilidad en cuanto a negociación de contratos), mecanismos de establecimiento de precios ágiles y niveles de precios acordes a las expectativas de retorno y las tasas de interés vigentes en el país. En el caso de Nicaragua, la banca multi-

lateral y de desarrollo tiene una tarea importante, tanto en el financiamiento directo de proyectos, como en el apoyo a la banca local. El apoyo a la banca local puede darse no sólo mediante el otorgamiento de líneas de crédito, sino también mediante la capitalización de los bancos del país.

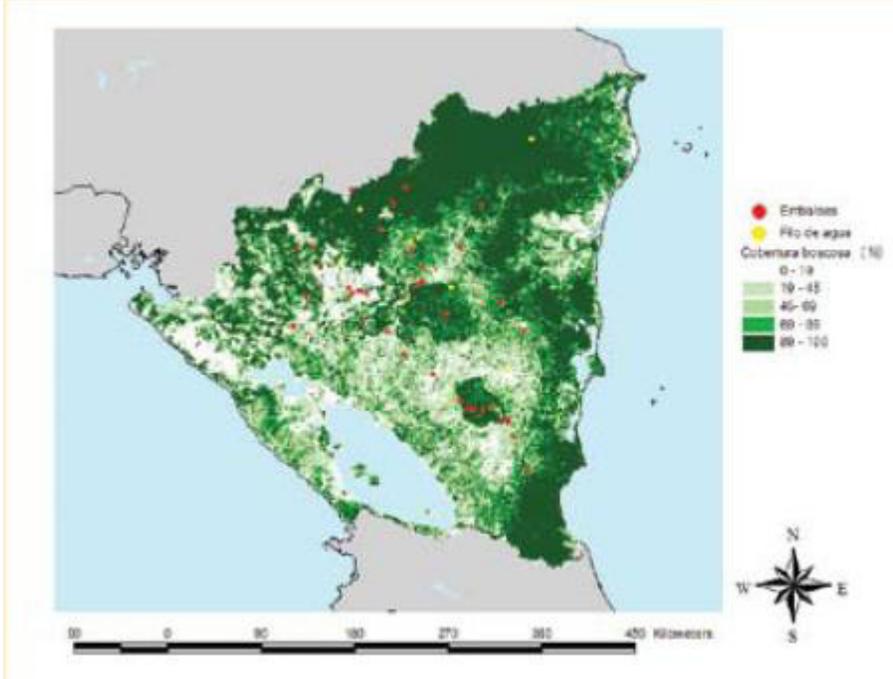
Algunas recomendaciones de acciones específicas de corto plazo que permitan mejorar el clima para el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala en el país pueden estar centradas en:

1. Lograr la captación de líneas de financiamiento para proyectos de energía renovable de pequeña escala que permitan resolver en el corto plazo la limitación de la banca local para financiar proyectos.
2. Ante el reducido tamaño del sector bancario del país, se considera necesario promover la participación de entes multilaterales o de desarrollo en la capitalización de la banca local.
3. Fortalecer capacidades a todo nivel de desarrolladores y grupos meta locales con potencial capacidad para desarrollar proyectos de energía renovable, para aumentar el portafolio de prospección de potenciales proyectos.
4. Estudiar el potencial que puede existir de desarrollo de acuerdos público-privados que pudiesen ser utilizados para hacer un mejor manejo de riesgos asociados con la estructuración de contratos típicos de esquemas de financiamiento de proyecto sin recurso (non-recourse project finance) que pudiesen ser usados en el financiamiento de proyectos de energía renovable.
5. Favorecer la discusión entre agentes normativos/reguladores y actores de proyectos con el fin de consensuar una propuesta para mejorar y resolver barreras percibidas en relación al tema de obtención de permisos y tramitación de licencias para proyectos de energía renovable.
6. Para resolver la barrera enfrentada por los desarrolladores de proyectos de energía de pequeña escala, relativa a cumplir con los requerimientos de capital accionario ("equity"), es necesario apoyar decididamente el desarrollo de fondos de inversión o instrumentos similares cuyo fin específico sea capitalizar proyectos de energía limpia de pequeña escala. Esto puede facilitar también la implementación de otros mecanismos tales como garantías parciales de crédito, garantías de sobrecostos, e inclusive el otorgamiento de créditos convencionales.
7. Dentro de este mismo enfoque, se deberían también reforzar las iniciativas que hoy en día ya existen en este particular.

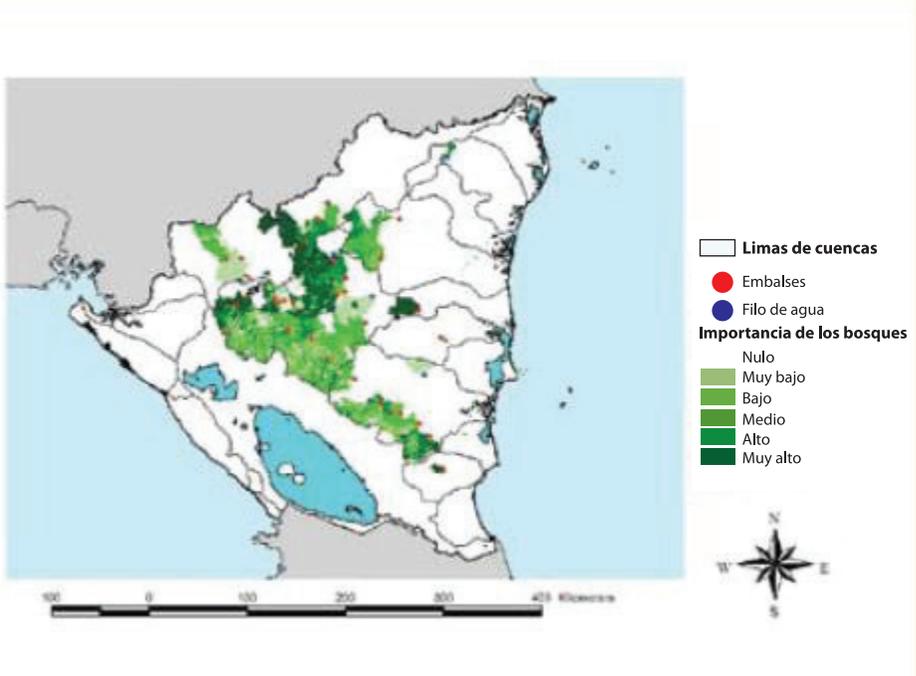




## Nicaragua, cobertura boscosa y ubicación de centrales hidroeléctricas 80



## Nicaragua, bosques importantes para las centrales hidroeléctricas 81



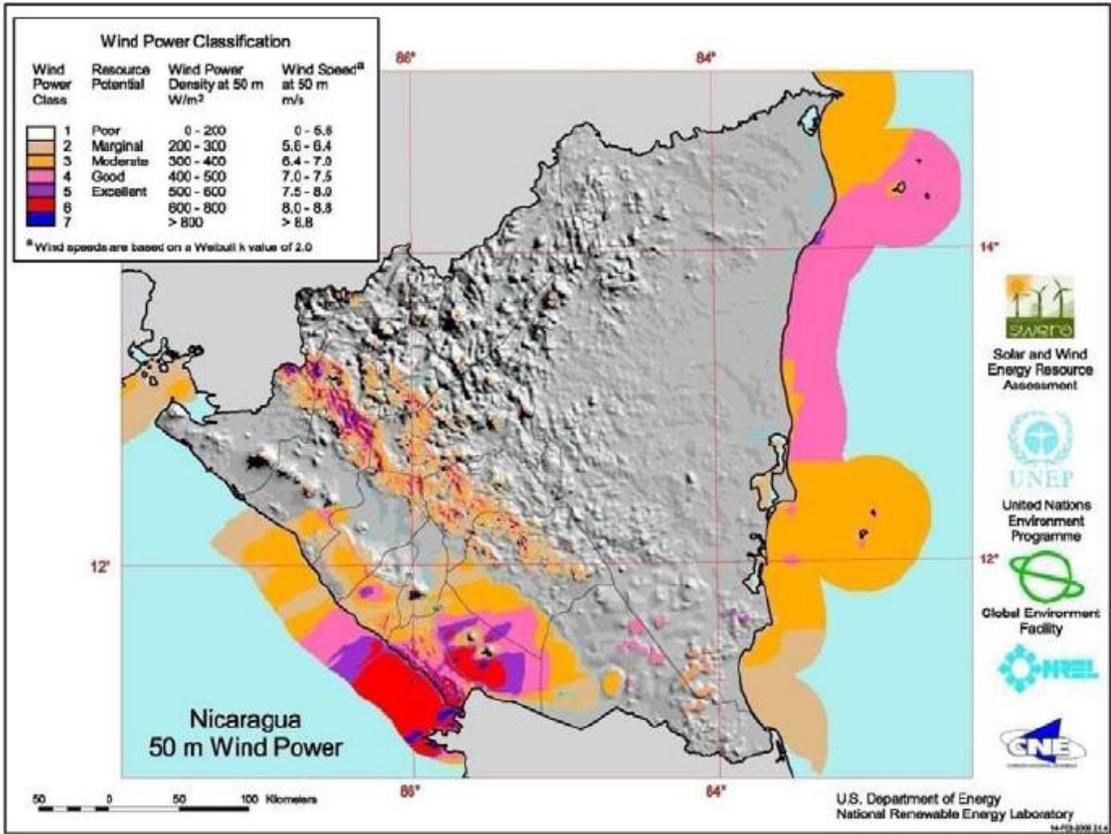
<sup>80 y 81</sup> E. Leguía, B. Locatelli et al. Servicios ecosistémicos e hidroenergía en Nicaragua. Revista de Recursos Naturales y Ambiente No 51.



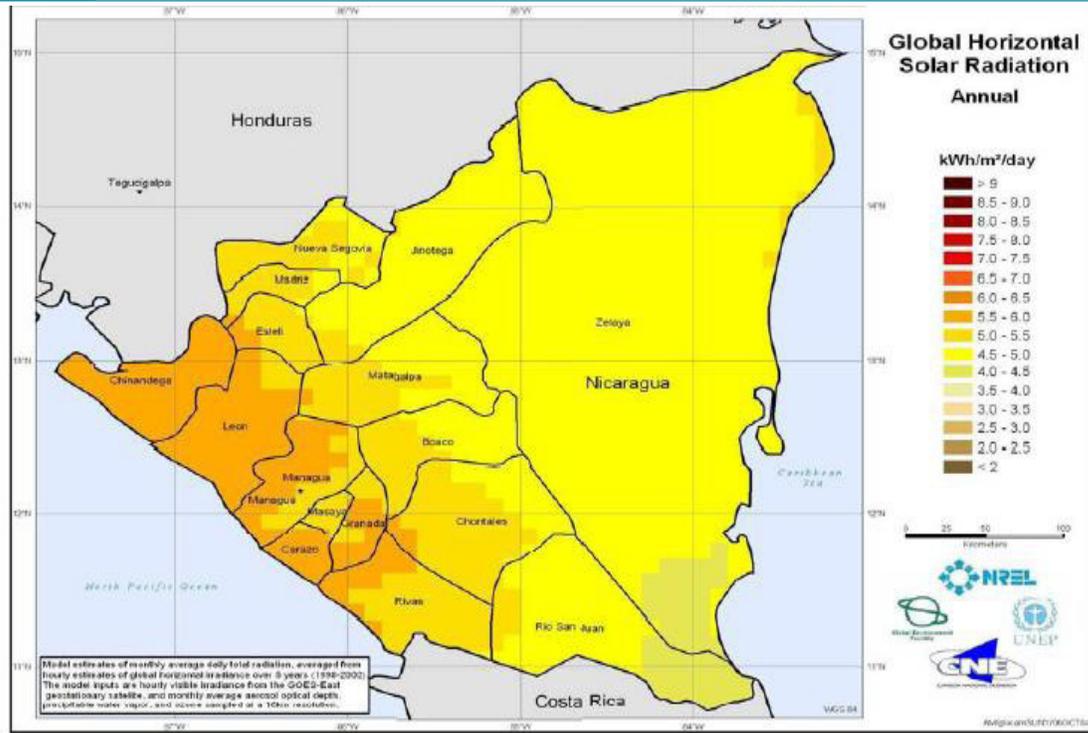




# Nicaragua , mapa eólico



Nicaragua , mapa solar



(Fuente: SWERA, UNEP)



## ANEXO 2.

### Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.

**Tabla A.2.1. Metodologías de pequeña escala MDL aplicables a la generación eléctrica a partir de energía renovable**

Referencia	Título de la Metodología (los títulos se mantienen en inglés debido a que es el idioma oficial de toda documentación para el MDL)	Enfoque Sectorial/relevancia a la generación renovable interconectada a la red eléctrica
AMS-I.A.	Electricity generation by the user --- Version 13 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_J55DI73SVWQ8MG9BLA622YS16UCO2G">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_J55DI73SVWQ8MG9BLA622YS16UCO2G</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.B.	Mechanical energy for the user with or without electrical energy --- Version 10 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_MPT5X3QC5NESZQMY2ELP0MNEU340LJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_MPT5X3QC5NESZQMY2ELP0MNEU340LJ</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.C.	Thermal energy production with or without electricity --- Version 14 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.D.	Grid connected renewable electricity generation --- Version 13 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PHPV5WESACMBTJ2YY54GAJYSIEI3HD">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PHPV5WESACMBTJ2YY54GAJYSIEI3HD</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.E.	Switch from Non-Renewable Biomass for Thermal Applications by the User --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>

*Nota: En las tablas que se presentan en este anexo los nombres de cada metodología aparecen en el idioma inglés, en vista de que este es el idioma oficial del MDL. Por tanto, no hay traducción aceptada por parte de las Naciones Unidas al español.*

**Tabla A.2.2. Metodologías de gran escala MDL aplicables al sector energía**

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
AM0007	Analysis of the least-cost fuel option for seasonality-operating biomass cogeneration plants --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0014	Natural gas-based package cogeneration --- Version 4 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMF11JBT8GJX">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMF11JBT8GJX</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0019	Renewable energy project activities replacing part of the electricity production of one single fossil-fuel-fired power plant that stands alone or supplies electricity to a grid, excluding biomass projects --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWSST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWSST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0024	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants --- Version 2.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVD2TIBRH9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVD2TIBRH9</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0025	Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes --- Version 11 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PJSD36RRF6X16OA7CSTR7H38OXVJTG">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PJSD36RRF6X16OA7CSTR7H38OXVJTG</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>
AM0026	Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IY3QJ5DOHLBPC0514FDE44V5MX1GVB">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IY3QJ5DOHLBPC0514FDE44V5MX1GVB</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0029	Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGVMX62CGNE0K49Y0">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGVMX62CGNE0K49Y0</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0042	Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 14: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#14">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#14</a>
AM0045	Grid connection of isolated electricity systems --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G0O6RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G0O6RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0046	Distribution of efficient light bulbs to households --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSN1OK3G">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSN1OK3G</a>	3: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3</a>
AM0048	New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_TZKHRUTC9Q0MKWSRGCYAWVVD0VU0C">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_TZKHRUTC9Q0MKWSRGCYAWVVD0VU0C</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0049	Methodology for gas based energy generation in an industrial facility --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD22RA5ANXTONRGFTVRF69004Z">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD22RA5ANXTONRGFTVRF69004Z</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0052	Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K6O8FI0LEGUEA6EFCI">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K6O8FI0LEGUEA6EFCI</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0054	Energy efficiency improvement of a boiler by introducing oil/water emulsion technology --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQG49TMS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQG49TMS</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0056	Efficiency improvement by boiler replacement or rehabilitation and optional fuel switch in fossil fuel-fired steam boiler systems --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ90TPYIVL901AUDP7PV1JGX2WBJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ90TPYIVL901AUDP7PV1JGX2WBJ</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0058	Introduction of a new primary district heating system --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PX8L7HMDBVY1NCL43IC4V3UR5JUAYY">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PX8L7HMDBVY1NCL43IC4V3UR5JUAYY</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0060	Power saving through replacement by energy efficient chillers --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLCR9V1YMZ1BZS0B6KIIQB3">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLCR9V1YMZ1BZS0B6KIIQB3</a>	3: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3</a>
AM0061	Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVJ11GKOE3VL086HLS4WSWLZX53">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVJ11GKOE3VL086HLS4WSWLZX53</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0062	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZQK0859">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZQK0859</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0067	Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMBB33IL679UQKPSDBPK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMBB33IL679UQKPSDBPK</a>	2: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#2">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#2</a>
AM0069	Biogenic methane use as feedstock and fuel for town gas production --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ZLLERU6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ZLLERU6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 5: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#5">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#5</a>
AM0070	Manufacturing of energy efficient domestic refrigerators --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNAS5RGIFOTUM047IGZIS2">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNAS5RGIFOTUM047IGZIS2</a>	4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>



### Metodologías de gran escala MDL aplicables al sector energía

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
AM0072	Fossil Fuel Displacement by Geothermal Resources for Space Heating --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03KU07LUUX9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03KU07LUUX9</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0074	Methodology for new grid connected power plants using permeate gas previously flared and/or vented --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19GOJC6M7YD60K">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19GOJC6M7YD60K</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0076	Methodology for implementation of fossil fuel trigeneration systems in existing industrial facilities --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS4OBNJ0G5AV8FT345F5KI5OV9X">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS4OBNJ0G5AV8FT345F5KI5OV9X</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>

**Tabla A.2.3. Metodologías consolidadas MDL aprobadas con relevancia al sector energía**

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
ACM0001	Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities --- Version 10 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ</a>	13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>
ACM0002	Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 9 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0006	Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues --- Version 8 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGZIV3DBAW1T8">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGZIV3DBAW1T8</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0007	Methodology for conversion from single cycle to combined cycle power generation --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0008	Consolidated methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction through flaring or flameless oxidation --- Version 6 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64</a>	8: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8</a> 10: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#10">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#10</a>
ACM0011	Consolidated baseline methodology for fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation --- Version 2.2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0012	Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects --- Version 3.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
ACM0013	Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology --- Version 2.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00A3HLW2Q45KY6YJ0XLD84TXU77PFO">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00A3HLW2Q45KY6YJ0XLD84TXU77PFO</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0014	Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK</a>	13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>

## ANEXO 3.

# La banca multilateral y el sector eléctrico.

Como complemento al análisis del sistema bancario presentado en el capítulo 2 de este estudio, se consideró importante hacer una breve reseña de los bancos multilaterales, de desarrollo e internacionales de otra naturaleza que han participado en el financiamiento de proyectos de energía renovable en la región. Por su experiencia y trayectoria hay que considerarlas como opción de financiamiento, particularmente para los proyectos ubicados en la parte alta del rango de 0 a 10 MW. También se mencionan al final dos fondos de inversión que operan en la región, y que se especializan en el otorgamiento de financiamientos tipo mezzanine para proyectos de energía y de infraestructura. Para cumplir con ese propósito, se sostuvieron entrevistas presenciales o telefónicas con representantes de instituciones que han mostrado interés y experiencia en este sector en la región centroamericana.

Por su naturaleza, se reconocen los siguientes grupos de instituciones:

### Instituciones multilaterales

- BID Banco Interamericano de Desarrollo
- CII Corporación Interamericana de Inversiones (adscrita al BID)
- BCIE Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF Corporación Andina de Fomento.

### Bancos de desarrollo europeos

- BIO Sociedad Belga de Inversión para los Países en vías de Desarrollo <sup>84</sup>
- DEG Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo <sup>85</sup>
- FMO Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company) <sup>86</sup>
- FINNFUND (Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd) <sup>87</sup>

### Instituciones privadas

- RBC Caribbean (anteriormente RBTT)
- E+Co <sup>88</sup>.

### Enfoque

- Para todas estas instituciones, el sector energético es prioritario. Todas ellas han desarrollado experiencia relevante en la región.
- En sus evaluaciones serán particularmente riguro-

sas en la evaluación de las implicaciones ambientales y sociales de los proyectos.

- E+Co es una entidad con presencia en Africa, Asia y America Latina enfocada exclusivamente en proyectos de energía limpia.

### Monto del financiamiento

- BID, BCIE, CAF, BIO, DEG y FMO participarán de preferencia en proyectos donde su participación de financiamiento se ubique en un rango entre US\$ 10 a US\$ 40 millones.
- CAF participará de preferencia en proyectos mayores.
- RBCC difícilmente participará en proyectos menores a 50 MW.
- E+Co. puede invertir hasta US\$1 millón. Puede hacer sus inversiones no sólo mediante créditos corrientes ("senior lender"), sino también mediante créditos subordinados, acciones preferentes y comunes, o una combinación de los anteriores.
- Finnfund invierte montos entre € 1 millón y € 10 millones (US\$ 1.4 a US\$ 14 millones)

### Proporción del financiamiento

Suelen limitar su participación a un porcentaje inferior al 50% del monto del proyecto. Por esta razón, es usual que operen en conjunto con bancos homólogos provenientes de otros países desarrollados, con bancos multilaterales o con bancos comerciales del país donde se lleva a cabo el proyecto.

### Plazo de sus financiamientos

Tienen capacidad para otorgar financiamientos de largo plazo, inclusive superiores a 10 años, si el proyecto así lo requiere. También tienen capacidad de otorgar los períodos de gracia que el proyecto requiera.

### Tasas de interés

- La valoración del riesgo país específico es uno de los elementos que utilizan a la hora de establecer tasas.
- Algunas de ellas ofrecen tasas fijas para la totalidad del plazo del financiamiento.

### Restricciones en cuanto a países donde operan

Algunas de ellas tienen limitaciones explícitas en cuanto a los países donde pueden operar.

<sup>84</sup> [www.b-i-o.be](http://www.b-i-o.be)

<sup>85</sup> [www.deginvest.de](http://www.deginvest.de)

<sup>86</sup> <http://www.fmo.nl/>

<sup>87</sup> [www.finnfund.fi](http://www.finnfund.fi)

<sup>88</sup> <http://www.eandco.org>



- BIO: Para la selección de los países en que opera utilizan criterios de OECD<sup>89</sup>. De acuerdo a este criterio, Costa Rica y Panamá, por ser catalogados “países de ingresos medios altos” (“upper middle income countries”) quedan excluidos. Los demás países de la región sí pueden optar al financiamiento de esta institución.
- CAF: Su actuación se circunscribe a sus países socios. En Centroamérica, sólo Panamá y Costa Rica son socios de esta institución.
- Finnfund puede aportar no sólo financiamiento en forma de crédito, sino que también ofrece financiamientos tipo mezzanine e inversiones en acciones comunes de empresas.

Aparte de las fuentes de financiamiento crediticio que se mencionaron arriba, operan en la región dos fondos de inversión que pueden suplir financiamiento mezzanine y de capital. A continuación una breve reseña de cada uno de ellos:

- Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility (CAREC)<sup>90</sup>, administrado por E+Co Capital: Cuenta con un capital de US\$ 20 millones, y hace sus inversiones mediante instrumentos mezzanine y de deuda. Invierte en proyectos de generación de energías renovables, eficiencia energética y energía limpia en los 7 países de Centroamérica (contempla a Belice).
- Dentro de los instrumentos mezzanine que utiliza contempla los créditos subordinados, acciones preferentes y otros de “cuasi-capital”. Su rango de inversiones es desde US\$ 500 mil hasta US\$ 2.5 millones, lo cual le permite participar en proyectos cuya inversión total se ubica entre los US\$ 500 mil y los US\$ 2.5 millones.

Central American Mezzanine Infrastructure Fund (CAMIF)<sup>91</sup>: Este fondo, de reciente lanzamiento en el mercado centroamericano (cierre financiero en diciembre de 2008), está enfocado en inversiones en proyectos de infraestructura (transporte y logística, energía, gas y petróleo y telecomunicaciones, etc.) promovidos por el sector privado. Como el nombre del fondo lo indica, utiliza instrumentos mezzanine en la forma de deuda subordinada, con algún componente de capital. El rango de sus inversiones es de US\$ 5 a US\$ 20 millones. Tiene preferencia por proyectos que tengan capacidad de retribuir intereses o dividendos preferentes en un corto plazo, razón por la cual las inversiones del fondo se ajustan particularmente a proyectos próximos a entrar en operación, o para ampliaciones de proyectos existentes .

<sup>89</sup> [http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en\\_2649\\_34447\\_2093101\\_1\\_1\\_1\\_1,00.html](http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en_2649_34447_2093101_1_1_1_1,00.html)

<sup>90</sup> [http://www.eandco.org/eandcocapital/en\\_usa/carec.html](http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html)

<sup>91</sup> Administrado por EMP Latin America ( [www.empglobal.com](http://www.empglobal.com) )



## ANEXO 4.

# Las bolsas de valores de Centroamérica. <sup>92 93</sup>

Como complemento al análisis del sistema bancario presentado en el capítulo 2 de este estudio, se consideró importante hacer una breve reseña de las bolsas de valores centroamericanas, y de las emisiones procedentes de empresas del sector eléctrico, tanto de acciones como de deuda que se han dado en dichas bolsas. Como se podrá ver adelante, ha habido varias experiencias en algunos de los países (Panamá, Costa Rica, El Salvador y Guatemala). Si bien hasta el momento han sido empresas de mayor tamaño las que han recurrido a las bolsas de valores, es importante el precedente que queda sentado. En la medida que el público inversionista se familiariza con las empresas del sector, se abren opciones para empresas de menor tamaño.

### GUATEMALA

A pesar de que hay tres bolsas registradas en Guatemala, una de productos y dos de valores (Bolsa de Valores Nacional (BVN) y Bolsa Global de Valores), todas las negociaciones se dan en la BVN. El régimen regulatorio se da en torno a un sistema de registro de valores y entidades ante el Registro de Mercado de Valores y Mercancías, en vez de autorizaciones. El sistema de autorizaciones permite un mayor control de la conducta de los intermediarios, incluyendo el poder de inspeccionar, intervenir o implementar cambios y en última instancia suspender operaciones o pedir el cierre de la firma. El Registro de Valores no tiene esos poderes.

La BVN está dominada por el sector bancario. De los 19 puestos de bolsa, sólo uno no es parte de un grupo bancario, y de los US\$ 179 millones de valores emitidos por el sector privado, 70% son productos de bancos que han sido “reempacados” como valores y vendidos por los puestos de bolsa a los propios clientes del banco. Un 20% de los valores son emitidos por compañías dentro de un mismo grupo empresarial grande, para ser colocados dentro de empresas del mismo grupo. Lo anterior con fines fiscales. Esto implica que es sumamente reducida la colocación de valores de entes privados no bancarios. El mercado secundario durante el año 2008 alcanzó un volumen de US\$ 130 millones, de los cuales un 97% fue deuda soberana.

El grueso de la actividad (53.7%) se concentra en reportos (también conocidos como recompras), que son operaciones financieras de corto plazo emitidas contra la garantía de un título valor. En segundo lugar de

importancia se ubican las colocaciones en mercado primario. El mercado secundario reporta actividad prácticamente nula. Las colocaciones en mercado primario durante 2008 estuvieron dominadas (98.5%) por el sector público.

A pesar de que se pueden emitir acciones en la BVN, no se ha hecho ninguna emisión desde finales de los años 90.

**Tabla A. 4.1** Guatemala - Bolsa de Valores Nacional  
Volumen de transacciones, 2008

	US\$	
<b>Reportos</b>	12,575	53.7%
Mercado primario		
Banco De Guatemala y Gobierno	10,569	45.1%
Sector privado	158	0.7%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco De Guatemala y Gobierno	126	0.5%
Sector privado	4	0.0%
<b>Total</b>	<b>23,432</b>	<b>100.0%</b>

En la actualidad, hay un emisor del sector eléctrico registrado. Se trata de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) que hizo una emisión de pagarés revolventes por un total de Q100.000.000 (unos US\$ 12,3 millones al tipo de cambio del 31 de marzo de 2008).

### EL SALVADOR

En este país opera la Bolsa de Valores de El Salvador (BVES), la cual es regulada por la Superintendencia de Valores. El mercado de valores salvadoreño es el más activo de la región, después del de Costa Rica y del de Panamá. En conjunto con estos dos últimos países, la bolsa salvadoreña está participando en una integración regional siguiendo el modelo escandinavo NOREX. Como las otras bolsas de la región, los reportos constituyen la mayoría de las transacciones. Hay que destacar también que se transa un volumen relativamente alto de instrumentos de inversiones extranjeros.

<sup>92</sup> El material contenido en este Anexo fue elaborado por el Señor Matthew Sullivan, especialista internacional en bolsas de valores.

<sup>93</sup> Todas las cifras en millones de dólares.



**Tabla A. 4.2** El Salvador - Bolsa de Valores de El Salvador  
Volumen de transacciones, 2008

	US\$	%
<b>Reportos</b>	3,404	75.9%
<b>Mercado primario</b>		
Banco de Reserva y Gobierno	292	6.5%
Sector privado	237	5.3%
<b>Mercado secundario</b>		
Instrumentos de deuda extranjeros	296	6.6%
Deuda pública	153	3.4%
Deuda privada	84	1.9%
Acciones	19	0.4%
<b>Total</b>	<b>4,485</b>	<b>100.0%</b>

En la actualidad, hay tres empresas del sector eléctrico, todas ellas distribuidoras, con acciones registradas en este mercado. Se trata de las empresas Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) con US\$ 28,2 millones colocados, Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V. (DELSUR) con US\$ 10,5 millones colocados, y Empresa Eléctrica de Oriente, S.A de C.V. (EEO), con US\$ 32,7 millones colocados.

#### HONDURAS

Hay dos bolsas de valores registradas: la Bolsa Hondureña de Valores y la Bolsa Centroamericana de Valores (BCV). La primera está inactiva, y todas las operaciones se llevan a cabo en la segunda.

La BCV fue fundada en 1993, y es regulada por la Superintendencia de Valores y Otras Instituciones, la cual a su vez es parte de la Comisión Nacional de Bancos y Seguros del Banco Central de Honduras.

El nivel de actividad de la BCV es extremadamente bajo comparado con las bolsas de otros países de la región. Esto refleja el hecho de que la confianza de los inversionistas nunca se recuperó de los masivos incumplimientos de pagos por parte del sector privado en el año 1998. También ha afectado la decisión del Banco Central de permitirle a los bancos hacer oferta pública de valores directamente, sin pasar por la Bolsa. Esto último en respuesta a la percepción de comisiones excesivas.

**Tabla A. 4.3** Honduras - Bolsa Centroamericana de Valores  
Volumen de transacciones, 2008

	US\$	%
<b>Reportos</b>	0	0.0%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	522	90.3%
Sector privado	16	2.8%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	39	6.7%
Sector privado	1	0.2%
<b>Total</b>	<b>578</b>	<b>100.0%</b>

#### NICARAGUA

En este país opera la Bolsa de Valores de Nicaragua, la cual es regulada por la Superintendencia de Bancos y Otras Instituciones Financieras. Inicio operaciones en 1994. Esta bolsa participa en calidad de observador en la iniciativa de integración de bolsas centroamericanas AMERCA, proceso que es liderado por Costa Rica, El Salvador y Panamá.

Al igual que las otras bolsas de la región, la nicaragüense está dominada por reportos y deuda pública. La participación del sector privado es prácticamente nula (US\$ 25 mil en diciembre de 2008). Esta tendencia no ha cambiado durante 2009.

**Tabla A. 4.4** Nicaragua - Bolsa de Valores de Nicaragua  
Volumen de transacciones, 2008

	US\$	%
<b>Reportos</b>	418	46.8%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	20	2.2%
Sector privado		0.0%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	455	50.9%
Sector privado	1	0.1%
<b>Total</b>	<b>894</b>	<b>100.0%</b>

## COSTA RICA

En Costa Rica opera la Bolsa Nacional de Valores, la cual es regulada por la Superintendencia General de Valores. Esta es la bolsa más activa de la región, y es la que lidera, en conjunto con la salvadoreña y la panameña, la iniciativa de integración de bolsas de la región (AMERCA). Esta iniciativa sigue el modelo NOREX, de las bolsas escandinavas, el cual permite un sistema común de transacciones y la posibilidad de membresía remota para las casas de bolsa participantes.

Al igual que las otras bolsas de la región, la costarricense está dominada por reportos y deuda del sector público. Sin embargo, hay un sano mercado secundario privado, particularmente en instrumentos de deuda, y un gran número de fondos de inversión. Los activos totales de los fondos de inversión al cierre de 2008 superaba los US\$ 2,000 millones, de los cuales aproximadamente la mitad correspondía a fondos cerrados, y por lo tanto también abiertos a ser transados en mercado secundario.

Las operaciones con acciones son relativamente menores, dada la fortaleza del mercado de deuda, pero la bolsa está intentando abordar este tema mediante iniciativas tales como el Mercado Alternativo para Acciones (MAPA), un mercado "junior", y la creación de una unidad dedicada exclusivamente a asistir a empresas en su proceso de incorporación al mercado.

	US\$	%
<b>Reportos</b>	20,830	68.2%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	4,460	14.6%
Sector privado	1,590	5.2%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	3,260	10.7%
Sector privado	270	0.9%
Acciones	120	0.4%
Fondos de inversión	30	0.1%
<b>Total</b>	<b>30,560</b>	<b>100.0%</b>

En la bolsa costarricense se han transado con mucho éxito emisiones de deuda de 3 fideicomisos de titularización de proyectos de generación eléctrica, los cuales se detallan a continuación:

- Fideicomiso de Titularización y Desarrollo de Infraestructura Peñas Blancas, correspondiente al proyecto hidroeléctrico del mismo nombre, con

una capacidad de 36.6 MW. El fideicomiso hizo un total de 9 emisiones, a diferentes plazos y tasas. Las primeras emisiones se dieron en el año 2000. El total de las emisiones fue por US\$ 70 millones. Hubo emisiones de 6 hasta 15 años.

- Fideicomiso de Titularización PH Cariblanco, correspondiente a una central hidroeléctrico de 82 MW. El fideicomiso hizo un total de 6 emisiones, a diferentes plazos y tasas. Las primeras emisiones se dieron en el año 2003. El total emitido fue de US\$ 167 millones, con plazos de 7 a 11 años.
- Fideicomiso de Titularización PT Garabito (en construcción) correspondiente a una central térmica cuya capacidad final será de entre 195 y 210 MW. El monto autorizado de las emisiones es de US\$ 360 millones. Las emisiones iniciaron en 2008. Se han colocado a la fecha 3 emisiones, por un total de US\$ 192 millones, a plazos de 9 a 14 años.

En los tres casos, el fideicomiso construye las centrales para luego alquilarlos al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

## PANAMA

La Bolsa de Valores de Panamá (BVP) es regulada por la Comisión Nacional de Valores. Al contrario de las otras bolsas de la región, la panameña depende de operaciones del sector privado, y no de deuda pública. Esta tendencia ha sido alentada por beneficios fiscales otorgados a las empresas registradas, sin embargo muchas de las empresas que se han registrado no han tenido un volumen significativo de transacciones.

	US\$	%
<b>Reportos</b>	330	17.1%
<b>Mercado primario</b>		
Deuda	798	41.3%
Acciones	114	5.9%
Fondos de inversión	62	3.2%
<b>Mercado secundario</b>		
Deuda	116	6.0%
Acciones	177	9.2%
Fondos de inversión	335	17.3%
<b>Total</b>	<b>1,932</b>	<b>100.0%</b>



En la actualidad, hay 4 empresas del sector eléctrico, con emisiones de deuda registradas en este mercado. Se trata de:

- AES Panamá, S.A. (generadora), con una emisión de bonos por US\$ 300 millones, a 10 años plazo.
- Bahía Las Minas, Corp. (generadora), con emisiones por autorizadas por US\$ 175 millones, y colocadas por un total de US\$ 97 millones. El plazo de las emisiones colocadas es de 15 años.
- Elektra Noreste, S.A. (distribuidora), con emisiones autorizadas por US\$ 140 millones, a plazos de 10 y 15 años.
- Enel Fortuna, S.A. (generadora), con emisiones autorizadas por US\$ 170 millones, a 11 años.



## ANEXO 5.

### Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento.

<b>I.) DATOS DEL SOLICITANTE</b>	
Datos de la empresa solicitante, fecha de fundación, trayectoria.	
Estados financieros de los últimos 3 años	
Nombre y experiencia de los socios	
<b>II.) DATOS DE PROYECTO</b>	
Ubicación	
Principales características físicas del proyecto	
Descripción de principales obras civiles por desarrollar	
Descripción de principales equipos	
Capacidad de generación y factor de planta	
Descripción de la operación (producción de energía y potencia)	
<b>III.) ASPECTOS DE TENENCIA DE TIERRA</b>	
Propietarios de los terrenos donde se ubicará el proyecto	
Estado legal de las tierras (titularidad, gravámenes, anotaciones, etc.)	
Aspectos relacionados al proceso de compra de tierras	
Servidumbres y derechos de paso de la conducción y de la línea de transmisión	
<b>IV.) ASPECTOS COMUNITARIOS</b>	
Comunidades ubicadas dentro del área de influencia	
Gestión de relaciones con comunidad	
<b>V.) ASPECTOS AMBIENTALES</b>	
Recursos naturales ubicados dentro del área de influencia	
Consideraciones con respecto a recursos naturales	
<b>VI.) ESTUDIOS, PERMISOS Y LICENCIAS</b>	
Prefactibilidad y factibilidad	
Estudio de impacto ambiental	
Estudios hidrológicos, de viento, geotérmicos geológicos, meteorológicos, topográficos, etc.	
Identificación de obstáculos durante los estudios y grado de avance	
Planos constructivos	
Permisos de construcción	
Concesión para el uso del recurso (agua, viento, geotermia)	
Licencias de operación	
Trámite de permisos de interconexión eléctrica	
<b>VII.) ESTRATEGIA PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA</b>	
Datos del comprador	
Términos estipulados para energía y potencia	
Proporción de energía y potencia que contempla el contrato	
Tarifas pactadas / expectativas de precio	
Historial de precios del mercado ocasional	



<b>VIII.) OTRAS EMPRESAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO</b>	
Asesores en temas de diseño, ambientales, etc.	
Proveedores de equipo	
Empresa constructora (experiencia, términos y alcance de contrato)	
Empresa encargada del montaje del equipo electromecánico	
Empresa encargada de la operación, mantenimiento y administración del proyecto	
<b>IX.) PROGRAMA DE INVERSIONES</b>	
Terrenos y servidumbres	
Obras civiles	
Costos de montaje y construcción	
Costos de ingeniería y administración	
Gastos pre - operativos	
Intereses durante fase de construcción	
<b>X.) FASE DE OPERACIÓN DEL PROYECTO</b>	
Parámetros para la proyección de energía y potencia	
Gastos de operación y mantenimiento (mayor y menor)	
Gastos administrativos	
Seguros	
Servicio de deuda	
Otros	
<b>XI.) ASPECTOS DEL FINANCIAMIENTO</b>	
Aporte de los socios (monto, forma y cronograma de desembolsos)	
Capacidad de socios para cubrir sobrecostos	
Otras fuentes de financiamiento (tipo, fuente, condiciones, fase de negociación)	
Garantía (descripción y valoración)	
<b>XII.) EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO</b>	
Proyecciones financieras (flujo de caja, estado de resultados, balance)	
Parámetros que se someten a sensibilización	
Retornos proyectados (del proyecto y de los inversionistas)	
Valor actual neto	

## ANEXO 6.

### Indicadores utilizados en sección de conclusiones.

En las conclusiones presentadas en el Capítulo 7 se utilizaron 6 indicadores mediante los cuales se quiso poner en contexto la situación de los proyectos de energía renovable de pequeña escala. En vista de que el trabajo marco realizado para ARECA incluyó cada uno de los países de Centroamérica (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), y de que se están midiendo los mismos indicadores en cada país, se estableció para cada uno de los indicadores una escala de 0 a 1 para cada uno de los indicadores, donde al país con el valor más alto para cada indicador se le asigna una calificación de 1 en ese indicador, y a los otros países un valor proporcional. Por tanto el objetivo de este análisis es de comparar a través de los países, estableciendo un “benchmark” regional para cada indicador, a través de una valoración que incluye elementos cualitativos aportados por el criterio experto del equipo consultor y cuantitativos basado en informaciones generadas en este trabajo.

Cada uno de los indicadores pretende medir un ámbito particular.

El primer indicador pretende resumir el contexto del país mediante la calificación de crédito país establecida por el Institutional Investor. En la siguiente tabla se detalla la calificación crédito país y la escala resultante.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Calificación de crédito de país	43.0	46.00	33.70	22.00	52.10	58.30
Escala	0.74	0.79	0.58	0.38	0.89	1.00

Panamá tiene la calificación más alta, y por lo tanto, para este primer indicador se le asigna un 1. El valor en este indicador que se le asignó a los demás países resulta de la ponderación con respecto al indicador de Panamá.

El segundo indicador se refiere a los incentivos que se le otorgan a las centrales eléctricas renovables de pequeña escala en cada uno de los países. El indicador se construyó teniendo en cuenta el número de incentivos que otorga el marco regulatorio de cada país. A manera de ejemplo, en Honduras (el país con más incentivos), se reconocen los siguientes 5 incentivos:

- Exoneración a la importación de maquinaria y equipo.

- Exoneración de impuesto sobre la renta.
- Contrato de venta de energía con la empresa eléctrica.
- Fórmula de precio claramente establecida.
- Prioridad en despacho.

En contraposición, el marco regulatorio costarricense establece sólo el incentivo de exoneración a la importación de maquinaria y equipo.

De igual manera, se realiza una ponderación entre países para dar un valor tendencial a los diversos países.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Incentivos	3.00	3.00	5.00	2.00	1.00	4.00
Escala	0.60	0.60	1.00	0.40	0.20	0.80

El tercer indicador se refiere a la señal de precio de energía que se identificó en cada uno de los países, y a los que se hace referencia en el Capítulo 3.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Señal de precio (\$/MWh)	80	85	105	75	61	100
Escala	0.76	0.81	1.00	0.71	0.58	0.95

El cuarto indicador se refiere a la relevancia que tienen en el país las centrales de energía renovable de pequeña escala. Para determinar esa relevancia se establecen dos subindicadores, a cada uno de los cuales se le asigna el mismo peso. El primer subindicador está constituido por la suma de la capacidad en MW de las centrales de energía renovable menores a 10 MW. El segundo subindicador está constituido por la suma de la capacidad en MW de los proyectos en diferentes etapas de desarrollo que se identificaron en cada uno de los países. A continuación los datos para cada país, y las escalas resultantes.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Centrales de < 10 MW en la red	48.40	13.712	59.41	10.9	41.29	3.40
Escala	0.81	0.23	1.00	0.18	0.70	0.06
Proyectos identificados <10 MW	87,308	,922	05,66	64.7	161.88	388.97
Escala	0.22	0.02	0.53	0.17	0.42	1.00
Escala compuesta	0.52	0.13	0.76	0.17	0.56	0.53



El quinto indicador mide el interés y la habilidad demostrados por los desarrolladores del país en la utilización de mecanismos de bonos de carbono. Para determinar este indicador, se estableció una relación de a.) la capacidad (MW) de todos los proyectos de pequeña escala que están acreditados o en alguna fase del proceso de acreditación para la utilización de mecanismos de bonos de carbono y b.) la suma de la capacidad (MW) de los proyectos de energía renovable de pequeña escala, tanto en operación, como en construcción y en diferentes etapas de desarrollo.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
En proceso de acreditación	25.50	17.40	168.84	4.70	10.50	198.08
Proyectos identificados	135.70	22.63	265.07	75.60	203.17	392.37
Relación	0.19	0.77	0.64	0.06	0.05	0.50
Escala	0.24	1.00	0.83	0.08	0.07	0.66

El sexto indicador se refiere a las condiciones que ofrece el sistema bancario del país. Este indicador toma en consideración tres aspectos: Activos bancarios de la totalidad de los bancos del país en US\$ millones (25% de peso relativo), activos totales del banco más grande del país (25% de peso relativo) en US\$ millones, tasa de interés (valor medio) que indicaron los banqueros entrevistados que aplicarían para proyectos de energía. (50% de peso relativo). Para el segundo componente (banco más grande del país), se establece un tope de US\$ 4 mil millones, por considerar que activos por encima de ese nivel tienen una incidencia menor. Por otro lado, el componente de tasa de interés asigna el valor más alto a la tasa más baja, y viceversa.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Activos totales de la banca	16,806	13,480	11,299	3,549	19,802	53,427
Escala	0.63	0.50	0.42	0.13	0.74	1.00
Activos del banco más grande	4,641	3,857	1,769	1,003	5,476	9,870
Escala	1.00	0.96	0.44	0.25	1.00	1.00
Tasa de interés (valor medio)	10.00	10.00	11.50	13.00	10.50	9.50
Escala	0.95	0.95	0.79	0.63	0.89	1.00
Escala compuesta	0.88	0.84	0.61	0.41	0.88	1.00

La siguiente tabla resume los valores asignados a cada país para cada uno de los indicadores.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
<b>Riesgo País</b>	0.74	0.79	0.58	0.38	0.89	1.00
<b>Incentivos</b>	0.60	0.60	1.00	0.40	0.20	0.80
<b>Precio</b>	0.76	0.81	1.00	0.71	0.58	0.95
<b>Peqs. Proyectos</b>	0.52	0.13	0.76	0.17	0.56	0.53
<b>Bonos de Carbono</b>	0.24	1.00	0.83	0.08	0.07	0.66
<b>Sistema Bancario</b>	0.88	0.84	0.61	0.41	0.88	1.00

La escogencia de los indicadores, y los pesos relativos asignados los componentes de aquellos indicadores compuestos se hizo de acuerdo al criterio experto del equipo consultor.



Proyecto Acelerando las Inversiones en  
Energía Renovable en Centroamérica y Panamá

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

Tel: (504) 240 2255

Telefax: (504) 240 2108



**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) | [areca\\_project@externo.bcie.org](mailto:areca_project@externo.bcie.org)

**GUATEMALA:** 16 Calle 7-44, Zona 9 Guatemala, Guatemala. Tel: (502) 2410-5300 Telefax: (502) 2331-1457

**EL SALVADOR:** Calle La Reforma No. 130, Col. San Benito, San Salvador, El Salvador. Tel: (503) 2267-6100 Telefax: (503) 2267-6130

**HONDURAS:** Boulevard Suyapa, Apartado Postal 772, Tegucigalpa, Honduras. Tel: (504) 240 2255 Telefax: (504) 240 2108

**NICARAGUA:** Edificio BCIE-Plaza España, Apartado Postal 2009, Managua, Nicaragua. Tel: (505) 2253-8080 Telefax: (505) 2228-4143

**COSTA RICA:** De la Fuente de la Hispanidad, 25 mts. Esq. Apartado Postal 10276-1000, San José, Costa Rica. Tel: (506) 2253-2161 Telefax: (506) 2253-2161

