



ANÁLISIS DEL MERCADO GUATEMALTECO DE ENERGÍA RENOVABLE



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



ANÁLISIS DEL MERCADO GUATEMALTECO 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 Guatemalteco 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
©Copyright2010, 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 Guatemalteco 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 Guatemalteco 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 país en cuanto al clima de desarrollo de proyectos 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 genera-

ción 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 diagramas 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 ₄	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 ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ 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 de 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 ₂ e	Toneladas de CO ₂ 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

RESUMEN EJECUTIVO

1	CONTEXTO GENERAL DE GUATEMALA	13
1.1	Aspectos geográficos relevantes	13
1.2	Clima	14
1.3	Principales ríos y cuencas hidrográficas	14
1.4	Recursos naturales	14
1.5	Población	15
1.6	Indicadores sociales	15
1.7	Sistema de Gobierno	15
1.8	Aspectos económicos	15
1.9	Infraestructura de servicio	16
1.10	Conclusiones	19
2	EL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA Y LA ENERGÍA RENOVABLE	20
2.1	Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Guatemala	21
2.2	Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico	24
2.3	Funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala	26
2.4	Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación	28
2.5	Conclusiones	28
3	COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN GUATEMALA	29
3.1	La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación	29
3.1.1	Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica	29
3.1.2	Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Guatemala	31
3.2	Precios de la energía eléctrica en Guatemala	41
3.2.1	Precios pagados a los generadores	43
3.2.2	Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica	45
3.2.3	Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica	46
3.2.4	Precios de la energía eléctrica para usuarios finales	46
3.3	Conclusiones	49
4	PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN GUATEMALA	50
4.1	Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono	50
4.1.1	Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	50
4.1.2	Tendencias recientes de los mercados de carbono	51
4.2	Marco Institucional para el MDL en Guatemala: Actores Normativos y Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL	54
4.2.1	Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Guatemala	54
4.2.2	Autoridad Nacional Designada MDL de Guatemala: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL	54
4.2.3	Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Guatemala: alcance y criterios	55
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	61
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	62



4.3.3	Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL	67
4.3.4	Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL	68
4.4	Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable	72
4.5	Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Guatemala y el factor de emisiones como sus características	74
4.6	Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Guatemala	76
4.6.1	El MDL en el Mundo	77
4.6.2	El MDL en Latinoamérica y el Caribe	80
4.6.3	El MDL en Centroamérica	81
4.6.4	El MDL en Guatemala	85
4.6.5	Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en Guatemala	86
5	PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA	87
6	LA BANCA GUATEMALTECO Y LA ENERGÍA RENOVABLE	89
6.1	Estadísticas generales del sector	89
6.2	La banca guatemalteco y los proyectos de generación eléctrica	93
6.3	Conclusiones	95
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
	ANEXO 1. Mapas	100
	ANEXO 2. Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.	107
	ANEXO 3. La banca multilateral y el sector eléctrico	110
	ANEXO 4. Las bolsas de valores de Centroamérica.	112
	ANEXO 5. Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento	116
	ANEXO 6. Indicadores utilizados en sección de conclusiones	118



RESUMEN EJECUTIVO

1. Con una superficie de 108.430 km², Guatemala es uno de los países más grandes de la región. Tiene una población de 13.7 millones de habitantes, y una densidad de población de 126 habitantes por km², que supera el promedio regional (86 habitantes por km²).

Su producto interno bruto es el mayor de la región: alcanzó en 2008 un total de US\$ 39,5 billones. Sin embargo, el ingreso por habitante es de apenas US\$ 2,886 por año.

Sus indicadores sociales reflejan deficiencias importantes: 54.8% de sus habitantes viven en condiciones de pobreza, el analfabetismo supera el 28%, y la mortalidad infantil es la más alta de la región (29 niños por cada 1,000 nacidos vivos).

2. La reforma del sector eléctrico guatemalteco se fundamenta en la Ley General de Electricidad de 1996. Desde entonces, el mercado guatemalteco se ha caracterizado por un alto grado de participación privada en los sectores de generación y distribución. Como consecuencia de la reforma se definen dos segmentos: el Mercado Regulado y el Mercado Mayorista.

En los años transcurridos desde la reforma el país ha logrado aumentar la cobertura eléctrica, que en el año 1995 alcanzaba a un 46% de la población, y que en 2007 había aumentado a un 84%. Es importante destacar, sin embargo, que el consumo de energía por habitante es bajo (578 kwh / año en 2008). Merece mención indicar que el esfuerzo en términos de mejoría de la cobertura eléctrica no significó una disminución en la participación de las energías renovables: las energías renovables aportaban en 1995 un 58%, y en 2008 un 59.9% de la energía.

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) aspira a una mejoría en cuanto a la participación de las energías renovables. De acuerdo al plan, la capacidad instalada de renovables en 2015 habrá aumentado de un 51.5% a un 53.7%.

En el sector de generación hay actores que concentran una proporción importante de la actividad, dentro de los cuales cabe destacar a la estatal Empresa de Generación Eléctrica del INDE (EGEE), con un 33% de la generación neta, a Duke Energy con un 12%, y al conjunto de los Ingenios Azucareros, que participan como un bloque en el mercado, con un 11%. Estos tres grupos concentran un 56% de la generación.

3. Las simulaciones realizadas sobre costos de generación comparativos para la energía renovable en Guatemala 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 Guatemala es del orden del 15,3%, que indica un nivel de atractivo interesante para los inversionistas.

El marco regulatorio del país y la operación de sus mercados está muy consolidada existiendo transparencia y operabilidad de los distintos componentes de estos mercados eléctricos. Los actores de mercado han alcanzado un interesante nivel de conocimiento del mismo, lo cual es muy importante para cualquier generador para lograr maximizar los ingresos por contrataciones de la producción de energía eléctrica. El país ha decidido implementar normativa de generación dispersa que ofrece nuevas oportunidades a generadores de pequeña escala a través de interconexión directa a las líneas de distribución y no sólo en transmisión de alta potencia; espacio que se deberá observar con cuidado como acelerador o no de energías renovables de pequeña escala en el mediano término.



Las señales de precios para generadores renovables con interés de participación en el sector están alrededor de US\$80/MWh, sin embargo el mercado eléctrico guatemalteco presenta diversas oportunidades al desarrollador renovable. Existen algunas plantas de tipo mercante renovables operando en este mercado y el conocimiento del desarrollador y su capacidad de insertarse en estas oportunidades es fundamental, habiéndose logrado un desarrollo importante en este sentido.

- Como los otros países de la región centroamericana, la participación de Guatemala 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. Guatemala tiene 7 proyectos inscritos y otros 7 en validación. 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.

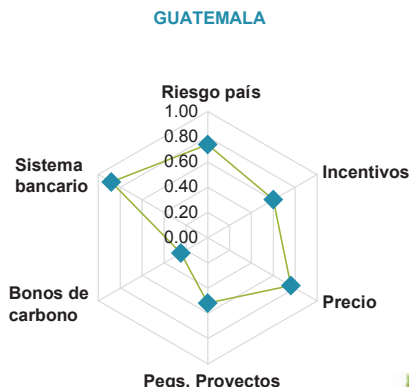
Guatemala cuenta con la infraestructura institucional adecuada para la participación en el MDL, y existen procedimientos claros para la obtención de cartas de aprobación nacional MDL.

- El país ofrece condiciones favorables para el desarrollo de pequeñas centrales renovables. Las estadísticas muestran una pequeña central hidroeléctrica en construcción y 30 proyectos en diferentes etapas de desarrollo.

- La banca guatemalteca presenta antes que nada un claro carácter local. La banca internacional mantiene una participación baja en este mercado. Es una industria madura y consolidada, en la cual los bancos más grandes de la plaza han iniciado un proceso de internacionalización hacia afuera, adquiriendo o estableciendo instituciones financieras en otros países de la región. Ha sabido acompañar el proceso de expansión del sector eléctrico del país, y ha desarrollado las habilidades requeridas para entender el funcionamiento y evaluar los riesgos propios de un mercado eléctrico en libre competencia. Se percibe confianza en el funcionamiento del mercado eléctrico de ese país, y en la dinámica que surge de la relación de generadores con los otros agentes de mercado.

A la hora de evaluar una propuesta de financiamiento proveniente del sector eléctrico, la banca del país prestará mucha atención a los atributos de las personas y empresas que respaldan un proyecto. En ese sentido, se manifiesta una clara preferencia por participar en proyectos promovidos por grupos empresariales con demostrada capacidad de ejecución y con respaldo económico.

- 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 Guatemala, a través de observación cruzada con las realidades de otros países de la región.



1. CONTEXTO GENERAL DE GUATEMALA

PRINCIPALES INDICADORES

Capital	Ciudad de Guatemala
Superficie total	108,430 km ²
Población total	13,68 millones
División territorial	22 departamentos, 331 municipios
Línea costera	400 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda	Quetzal. 1 US\$ = Q8.0915 ¹ (31-mar-09)
PIB total US\$	39,469 millones (2008 prelim., precios corrientes)
PIB per cápita US\$	2,886 (2008 prelim., precios corrientes)
Calificación de Crédito País	43.0 (marzo 09)
Expectativa de vida	68 años
Analfabetismo	28.2%
Índices	
- De desarrollo humano	0.689 (posición 118 entre 177 países)
- De competitividad, 08/09	3.94 (posición 84 entre 134 países)
- De derechos políticos	3 (1=libre, 7= no libre)
- De libertades civiles	4 (1=libre, 7= no libre)
- Estatus Freedom House	Parcialmente libre
Índice de cobertura eléctrica	83.7%
Uso de energía eléctrica	579 kwh / cápita / año



Fuentes: Ver pie de página¹

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 Guatemala. 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 relevantes²

La superficie de Guatemala se caracteriza por cuatro rasgos topográficos principales. El Sur está dominado por una cadena de 27 volcanes, que se extienden a lo largo de 300 kilómetros. Entre estos volcanes y el Océano Pacífico hay una planicie de unos 40 a 50 kilómetros de ancho, donde se encuentran las tierras más fértiles del país. La región del Petén, una gran superficie rectangular y de baja altitud, ubicada hacia el Norte. Ocupa una parte de la Península de Yucatán, y está fundamentada en una plataforma de suelos calcáreos. El centro del país está dominado por cadenas montañosas y valles. El pico más alto es el Tajumulco, a su vez el más alto de Centroamérica, con una altitud de 4,220 msnm. Tres cuartas partes de la población y la mayoría de las

ciudades están concentradas en la zona de los volcanes y en las faldas de estos, hacia el lado Pacífico. Las sierras forman una barrera entre la zona del Petén, y las planicies a lo largo del Pacífico. En el Oeste se ubica la Sierra de los Cuchumatanes con alturas por encima de los 3,000 msnm. Hacia el Este se encuentran las sierras de Chamá, Santa Cruz, Chuacús, Las Minas, y las Montañas del Mico.

El Petén, en su gran mayoría a altitudes por debajo de los 300 msnm, se caracteriza por drenajes de agua subsuperficiales. En esta región se encuentran muchos lagos, de los cuales el Petén Itzá es el más grande. Esta región se caracteriza por grandes inundaciones durante la época de lluvias.

¹ 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 Costa Rica

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)

Índice de Competitividad: Foro Económico Mundial

Índice de Democracia: Freedom House (en CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe)

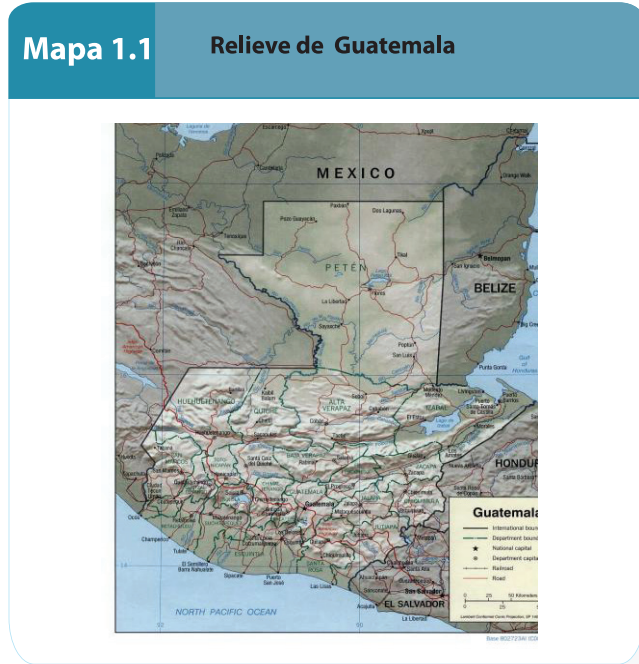
Cobertura Eléctrica: CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

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

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



La ciudad capital y sus suburbios concentran más de la tercera parte de la población. Otras ciudades importantes son Quetzaltenango, Escuintla, Retalhuleu, Huehuetenango, y Cobán.



1.2. Clima³

Guatemala presenta diversidad en cuanto al clima. En las zonas ubicadas a menos de 900 msnm, la temperatura promedio es de 21 a 27 °C a lo largo de todo el año. Entre los 900 y 1,500 metros, las temperaturas oscilan entre 16 y 21 °C y a Alturas entre 1,500 y 2,700 metros, oscilan entre 10 y 16 °C.

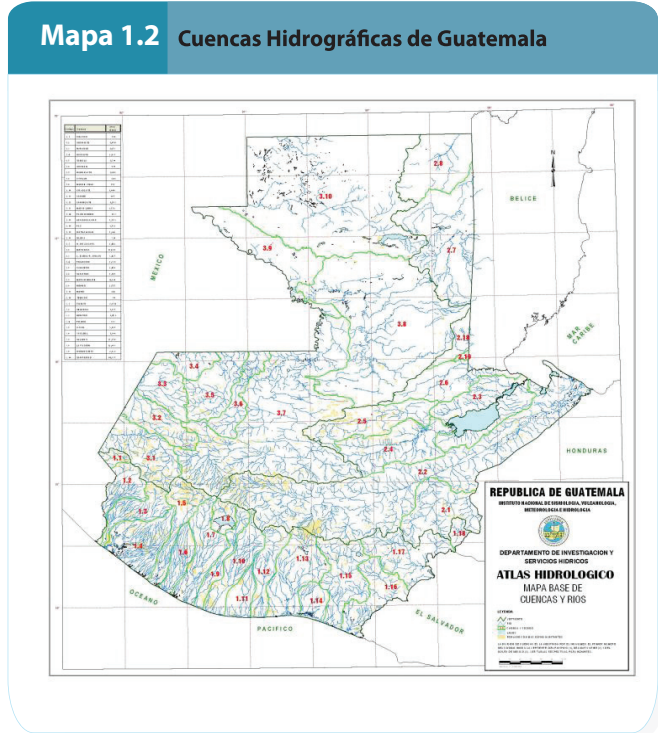
Prevalecen condiciones semidesérticas en la sección medio del Río Motagua, mientras que la precipitación excede los 3,800 mm en las zonas más altas, particularmente en las que están ubicadas hacia el lado Pacífico de las zonas montañosas. La estación seca se extiende, en términos generales, de noviembre hasta abril. Sin embargo, en la región del Norte y Este, influenciada por los vientos alisios procedentes del Caribe, la lluvia se extiende por prácticamente todo el año. La precipitación en la parte del Sur es de 1.000 a 2.000 mm por año, mientras que a lo largo del Caribe, la precipitación de 2.000 a 4.000 mm.

Fuertes tormentas tropicales, acompañadas de vientos que pueden convertirse en huracanes, afectan el país, principalmente en los meses de setiembre y octubre.

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

1.3. Principales ríos y cuencas hidrográficas

Guatemala posee 38 cuencas hidrográficas, que se agrupan en tres vertientes: La del Océano Pacífico, la del Mar Caribe y la del Golfo de México.



1.4. Recursos naturales

Los recursos naturales energéticos renovables del país han sido estimados de la siguiente forma ^{4 5}:

TABLA 1.1 Guatemala Capacidad potencial estimada de recursos de generación (MW)

	TOTAL	INSTALADA
Hidroeléctrico	5,000	753
Geotérmico	1,000	44
Eólico	400	

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

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

⁴ Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/capitulosPDF/Cap11.pdf>

⁵ CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos provisionales 2008)



Guatemala cuenta con 246 áreas protegidas, con un área total de 3.385.526 hectáreas, la cual representa un cerca de un 31% de la superficie del país. La responsabilidad por la administración de dicha red recae en el Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP), en el cual están representados varios ministerios e instituciones tales como el que está conformado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación (MAGA), el Instituto de Antropología e Historia (IDAEH), el Instituto Guatemalteco de Turismo (INGUAT), la Asociación Nacional de Municipalidades (ANAM), entre otras.⁶

En el Anexo 1 se presenta un mapa con la ubicación de las zonas protegidas del país.

1.5. Población

La población total de Guatemala asciende a 13.68 millones (2008). Su densidad de población es de 126 habitantes por km². Según datos de CEPAL (2005), el 50.0% de la población es urbana.⁷ La población ha crecido entre los años 2000 y 2008 a un ritmo de 2.50%.⁸

1.6. Indicadores sociales

Guatemala 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 118 entre 177 países, con una calificación de 0.689. Según dicho informe, Guatemala se caracteriza por grandes disparidades entre la población indígena y la no indígena, entre otros en aspectos de nutrición. Sus problemas en desarrollo humano también se asocian a desastres naturales ligados al clima.⁹

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 68 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 29 por cada 1000 niños nacidos vivos.¹⁰

Reporta una tasa de alfabetización cercana al 72%. En el año 2006 registró un 54.8% de población en condiciones de pobreza, y un 29.10% de población en condiciones de indigencia.¹¹

1.7. Sistema de gobierno

Presidente actual:	Alvaro Colom Caballeros
Partido político:	Unión Nacional de la Esperanza
Período presidencial:	Enero 2008 a enero 2012
Próximas elecciones:	Septiembre 2011

El Gobierno lo ejercen tres poderes distintos e independientes entre sí: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial.

El Poder Legislativo es ejercido por el Congreso de la República (unicameral) que se compone de 158 diputados, elegidos por períodos de 4 años. En este momento hay representantes de 11 partidos en el Congreso, siendo los de mayor peso los siguientes partidos: Unión Nacional de la Esperanza (UNE) con 48, Gran Alianza Nacional (GAN) con 37 y Partido Patriota (PP) con 30 diputados.¹²

El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, el Vicepresidente, y el Consejo de Ministros. El Poder Judicial lo ejerce por la Corte Suprema de Justicia, la cual está compuesta por 13 magistrado, electos por el Congreso de la República por períodos de 5 años.

La forma de gobierno local es la del municipio, el cual es ejercido por un Consejo el cual está integrado por el Alcalde, los síndicos y concejales, electos directamente por sufragio universal y secreto para un período de cuatro años, pudiendo ser reelectos en sus cargos.¹³

1.8. Aspectos económicos

Producción: El producto interno bruto (PIB) alcanzó en 2008 (cifras preliminares) US\$ 39,469 millones (precios corrientes)¹⁴. Su producción mostró tasas de crecimiento crecientes desde 2004 hasta 2007, año en el cual alcanzó un 5.7%. Durante 2008 creció a un ritmo del 4.0%.¹⁵

El sector agrícola aportó en el año 2007 un 10.7% de la producción total. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 18.3%. El sector terciario (de servicios) representa un proporción importante de la producción, con un 47.0% del total.¹⁶ Durante el período

⁶ Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 11 El desafío regional de contar con energía para el desarrollo.

<http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/paginas/indice.html>

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

⁸ Cálculo propio sobre datos de CEPAL-STAT

⁹ Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008.

http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf

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

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

¹² Central Intelligence Agency – The World Fact Book,

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>

¹³ Constitución Política de la República de Guatemala, Art. 254. http://www.oas.org/Juridico/MLA/sp/gtm/sp_gtm-int-text-const.pdf

¹⁴ CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

¹⁵ CEPAL – Atlas estadístico 2008.

¹⁶ CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>



2000-2007, destacaron en términos de crecimiento los sectores de construcción, el comercio y los servicios de transporte, almacenamiento y comunicaciones.

Sector externo: Aunque es el país menos abierto de la región, ha tenido una creciente inserción internacional (su índice de apertura pasó de 0,36 a 0,51 entre 1990 y 2006)¹⁷. Sus exportaciones totales alcanzaron en el año 2007 un total de US\$7.011,9 millones. Las importaciones alcanzaron en ese mismo año un total de US\$12.482,1 millones. La inversión extranjera directa (IED), registró en año 2007 un total de US\$723,5 millones¹⁸. Un elemento importante ha sido el aporte proveniente de las remesas familiares, las cuales en el año 2007 alcanzaron la cifra de US\$4.128 millones¹⁹.





Competitividad: En términos de competitividad, medida de acuerdo al índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país mostró mejoría, al pasar de la posición 87 en el período 2007- 2008, a la posición 84 en el período 2008-2009. La calificación obtenida en este último período fue de 3.94.²⁰

Tipo de cambio: Después de varios años de una paridad bastante uniforme, se empezó a observar un marcado incremento a partir de octubre de 2008. Entre el 31 de octubre de 2008 y el 31 de marzo de 2009 paso de 7.56657 a 8.11350 quetzales por dólar, un incremento de 7.23% en 5 meses.²¹

Perspectiva económica²²: La autoridad monetaria de Guatemala revisó a la baja la previsión de crecimiento del PIB para 2009 y quedó en un rango entre 1.0% y 2.0%. Esto se debe a factores externos como, la recesión económica en los países desarrollados, el moderado crecimiento económico en la región centroamericana, la caída en el volumen de exportaciones e importaciones, menor ingreso de divisas por remesas familiares (-7.8% a enero 2009) y turismo y la caída prevista en la inversión extranjera directa, entre otros. Como factores internos que sustentan el crecimiento proyectado, la autoridad monetaria resalta la estabilidad macroeconómica y la disminución de la inflación, entre otros. Como parte de las medidas que el país está tomando, se encuentra pendiente la aprobación del directorio del FMI de un Acuerdo Stand By, con el que se estaría disponiendo de US\$ 950 millones para cubrir cualquier eventua-

lidad. Por otro lado, debido a la reducción en los ingresos tributarios (-1.23% a enero 2009), el gobierno contempla readecuar el gasto, además de obtener recursos externos, para lo cual existe margen, y recurrir a la emisión de bonos del tesoro (deuda interna). La autoridad fiscal considera que el déficit fiscal rondaría un máximo del 2.4% del PIB. La calificación de riesgo país de Standard & Poor's se mantiene en BB con tendencia estable (subgrado de inversión) desde diciembre de 2008; Moody's también mantiene su calificación en Ba2 con tendencia estable. Institutional Investors modificó su calificación a 43.0% (44.8% en septiembre de 2008).

1.9. Infraestructura de servicio.²³

Principales puertos: ²⁴ 	
Santo Tomás de Castilla (Caribe) Puerto Barrios (Caribe) Puerto Quetzal (Pacífico)	
Aeropuertos internacionales 	
La Aurora (Guatemala) Mundo Maya (Flores)	
Red de Carreteras 	
Red de Carreteras	14,095 km (total) (2000)
Pavimentadas:	4,863 km (34.5%)
Sin Pavimentar:	9,232 km (65.5 %)
Km/ mil Habitantes:	1.03
Km/ Km2 Territorio:	0.13
Telefonía 	
Lineas fijas	1.36 millones (2006)
Lienas celulares	10.15 millones (2007)
Usuarios de Internet	1.32 millones (2006)

¹⁷ Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 13. El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional, condatos del Banco Mundial.

¹⁸ CEPAL – Atlas estadístico 2008.

¹⁹ Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. Sistema de Información Macroeconómica y Financiera Regional (SIMAFIR) <http://www.secmca.org/simafir.html>

²⁰ Foro Económico Mundial. <http://www.weforum.org/pdf/gcr/2008/rankings.pdf>

²¹ Banco de Guatemala.

²² Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009.

²³ Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html>

²⁴ Comisión Nacional Portuaria. <http://www.cpn.gob.gt>



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 2008²⁵. 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, abas-

tecimiento 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.

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 Guatemala, se observan limitantes importantes en el campo de la infraestructura.

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.

²⁵ América Economía, 30 noviembre 2008. Se busca un modelo. <http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-un-modelo.note.aspx>

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%²⁶

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

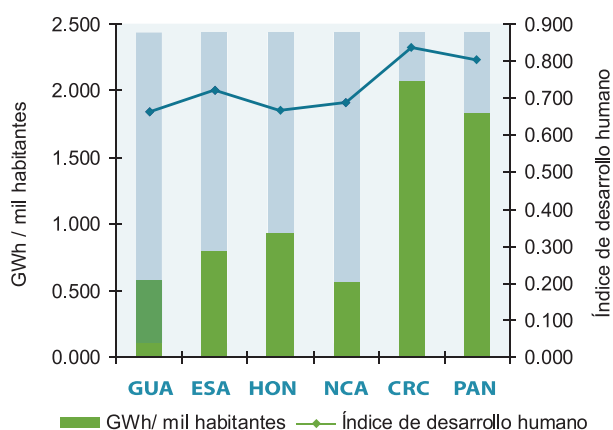
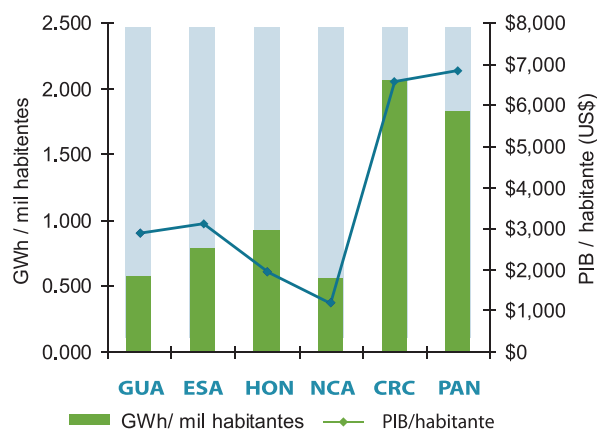


FIG. 1.2 Ingreso por habitante y consumo eléctrico



²⁶ Cálculos propios sobre datos de CEPAL



1.10. Conclusiones

A pesar de ser la economía más grande de Centroamérica, y de la riqueza natural y de recursos energéticos que encierra su geografía, Guatemala sigue presentando rezagos importantes en cuanto al ingreso promedio de sus habitantes y a otros indicadores de desarrollo relevantes. Más de la mitad de sus 13,7 millones de habitantes (la población más grande de istmo) viven en pobreza y su incorporación a la vida económica se dificulta, entre otras razones, por el alto componente de población rural. Uno de cada dos guatemaltecos vive en el campo. El desarrollo económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada. Sin embargo, el país logró alcanzar un ritmo de crecimiento económico importante, superior al 5% anual que sostuvo por varios años, el cual ahora se ve frenado como consecuencia de la actual crisis económica mundial.

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, Guatemala se aproxima 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 sociales²⁷.

Resulta también relevante analizar que, si bien Guatemala ha logrado mejorías importantes en el grado de cobertura eléctrica, el consumo por habitante sigue siendo bajo. En 2007 se logró prestar este importante servicio a un 83.7% de la población. El consumo eléctrico por habitante (579 kwh/cápita / año) sigue siendo una tercera parte del que se observa en los países más desarrollados del istmo.²⁸

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. Para tal efecto, se realizó un análisis de correlación con datos de los 6 países de la región. A continuación se presentan algunos de los índices sometidos al análisis, y los coeficientes de correlación resultantes:

• PIB per cápita / índice de cobertura eléctrica	87.7%
• PIB per cápita / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año)	95.4%
• Índice de desarrollo humano / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año)	94.5%
• % población rural / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año)	-75.8% ²⁹

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.

²⁷ 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>

²⁸ CEPAL Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados 2007)

²⁹ Cálculos propios sobre datos de CEPAL



2. EL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA Y LA ENERGÍA RENOVABLE.

Principales Indicadores

Población total (millones)	13.68
Generación total (2008) GWh	7,917
Uso de energía (KWh / cápita)	578.8

	1990	1995	2000	2005	2007	2008
Cobertura eléctrica	35.8%	45.8%	69.0%	81.5%	83.7%	n.d.

Evolución reciente de la capacidad instalada (MW)

Hidro	488	502	531	700	776	753
Geotérmica	0	0	29	33	44	44
Cogeneración	0	55	164	238	307	351
Vapor	116	79	79	79	2	5
Diesel	7	129	422	631	671	707
Gas	199	317	302	265	216	216
Carbón	0	0	142	142	139	152
Total	811	1,082	1,668	2,088	2,154	2,227
Porcentaje de capacidad renovable	60.2%	51.5%	43.4%	46.5%	52.3%	51.5%
Demanda máxima	452	717	1,017	1,290	1,443	1,430

Evolución reciente de la generación neta (GWh)

Hidro	2,141	1,904	2,674	2,928	3,006	3,581
Geotérmica	0	0	202	145	233	289
Cogeneración	0	115	669	724	251	870
Vapor	81	192	73	80	0	20
Diesel	2	777	1,618	2,346	2,693	2,084
Gas	95	492	254	19	19	25
Carbón	0	0	558	979	1,038	1,048
Total	2,318	3,479	6,048	7,221	7,940	7,917
Porcentaje de generación renovable	92.3%	85.0%	58.6%	52.6%	52.8%	59.9%

Generación neta pública (GWh)	2,318	2,357	2,496	2,096	2,028	2,632
Generación neta privada (GWh)	0	1,123	3,552	5,125	5,913	5,286
Generación neta privada (%)	0.0%	32.3%	58.7%	71.0%	74.5%	66.8%

Pérdidas del sistema	14.1%	14.1%	11.6%	18.2%	16.4%	n.d.
Técnicas					10.0%	n.d.
No técnicas					6.4%	n.d.

Fuente: CEPAL - Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008) (Preliminar)

El porcentaje de pérdidas técnicas proviene de la Cámara Guatemalteca de la Construcción.

Las pérdidas no técnicas resultan de la diferencia pérdidas totales (CEPAL) y las pérdidas técnicas.

Este capítulo inicia con un análisis del mercado eléctrico guatemalteco, 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 térmica, 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 en cada uno de los segmentos de mercado. Siempre dentro de la primera sección se incluyen las proyecciones de la demanda y de la oferta, comprendidas dentro del Plan de Expansión de Generación, elaboradas 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 Guatemala.

El sector eléctrico de Guatemala está ampliamente diversificado y con un número significativo de agentes participantes en las diferentes actividades de la industria (generación, transmisión, distribución, comercialización y grandes consumidores) agrupados alrededor de la existencia de un mercado eléctrico. Este mercado se origina de las reformas estructurales acaecidas en el país a mediados de la década de los años noventa como resultado de procesos de apertura y respuesta ante el empuje de crisis sectoriales de oferta de energía en el país.

Como resultado muy importante de estas reformas debe destacarse el importante avance que ha logrado el país. A partir de 1990 logró remontarse de un 35.8%, hasta un 83.7% en 2007. Este esfuerzo requirió de una ampliación de más de 1.300 MW de potencia en ese mismo período. Merece mención indicar que el esfuerzo en términos de mejoría de la cobertura eléctrica no significó una disminución en la participación de las energías renovables: las energías renovables aportaban en 1995 un 58%, y en 2008 un 59.9% de la energía.

Tal y como muestra el Cuadro 2.1, para el año 2008 en la actividad de generación el sector eléctrico presenta una capacidad instalada de 2.227 MW, con 37 centrales, 10 públicas y 27 privadas³⁰, sirviendo esa potencia una demanda máxima de 1.430 MW. De la capacidad instalada total, el 34 % es hidroeléctrico; el 49 % es térmico y 2 % es geotérmico. El 16 % corresponde a cogeneración, lo que indica una buena participación adicional del sector privado en este tipo de producción de electricidad, la cual de por sí es significativa.

En el sector de generación hay actores que concentran una proporción importante de la actividad, dentro de los cuales cabe destacar a la estatal Empresa de Generación Eléctrica del INDE (EGEE), con un 33% de la generación neta, a Duke Energy con un 12%, y al conjunto de los Ingenios Azucareros, que participan como un bloque en el mercado, con un 11%. Estos tres grupos concentran un 56% de la generación.

Si bien el Cuadro 2.1 no muestra ninguna central eléctrica de energía renovable con capacidad igual o menor a 10 MW, de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) operan en Guatemala 11 centrales hidroeléctricas con capacidad en ese rango, y que en conjunto representan 48.4 MW.³¹ Se presenta un detalle de estas plantas en el Capítulo 5 de este estudio. La razón por la cual no aparecen en la estadística de CEPAL es debido a que estas plantas entregan su energía directamente a los comercializadores³².

El Sistema de Transmisión está integrado por la infraestructura de transporte – líneas, subestaciones, operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230/138/69 kV. Está conformado por el Sistema Principal y el Sistema Secundario. Estando el Sistema Principal compartido por los Generadores y las interconexiones a otros países. El Sistema Secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal. Los transmisores deben tener una capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW) En la transmisión de electricidad participan la empresa estatal Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE, que pertenece al Instituto Nacional de Electricidad (INDE), y la Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), que pertenece al Grupo Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA). En conjunto operan una red de 3.650 km, de las cuales un 83% pertenecen a ETCEE y un 17% al TRELEC.

³⁰ En la última página de esta sección se presenta un listado completo de las 38 plantas.

³¹ Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Guatemalteco 2008-2002. Documento impreso.

³² Comunicación verbal, experto guatemalteco.



TABLA 2.1
GUATEMALA: Empresas eléctricas generadoras en operación, 2008

	Número de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Generación Neta (GWh)
Total	37	2,227.1	7,917.4
Sistema	37	2,227.1	7,917.4
Mercado Mayorista	36	2,226.4	7,917.4
Empresas Públicas	10	538.6	2,631.6
Hidráulica	9	496.7	2,630.1
EGEE	9	496.7	2,630.1
Térmicas	1	41.9	1.5
EGEE	1	41.9	1.5
Empresas Privadas	26	1,687.8	5,285.8
Hidráulica	6	255.2	951.2
Comegsa	1	115.9	417.4
Hidotama (El Recreo)	1	26.0	130.4
Pasabién	1	12.8	6.1
Renace	1	68.1	318.7
Secacao	1	16.5	7.6
Tecnoguat	1	15.9	71.1
Geotérmica	2	44.0	289.2
Calderas	1	24.0	153.0
Comertitlá	1	20.0	136.2
Térmicas	18	1,388.6	4,045.4
Amatex	1	53.5	84.0
COENESA	1	4.0	0.1
Duke E. C.	2	51.0	1.2
Duke E.I.G	2	231.3	962.3
Electrogen	1	15.8	21.7
G E Central	1	47.3	93.4
Genor	1	46.2	192.3
Ingenios	1	350.8	870.0
La Laguna	1	43.0	12.0
Libertad	1	13.4	30.9
Poliwatt	2	151.4	601.1
PQPC	1	118.0	107.5
San José	1	139.0	1,016.6
Sidegua	1	44.0	41.1
TAMPA	1	80.0	11.3
Mercado Mayorista	1	0.7	
Empresas Privadas	1	0.7	
Hidráulica	1	0.7	
Sta. Elena	1	0.7	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas : Cifras preliminares.



El Sistema de Distribución está integrado por la infraestructura de distribución – líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones menores a 34.5 kV y que en el 2007 distribuyeron 5.097 GWh. Las distribuidoras tienen que tener un mínimo de 15,000 usuarios. En la distribución participan las siguientes tres empresas privadas: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y adicionalmente, 14 sistemas municipales. En la comercialización participan 18 empresas que comercializaron 1.973 GWh. Como grandes consumidores existen 40 empresas que consumieron 412 GWh en ese año.

Para atender la demanda futura, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)³³ ha elaborado las proyecciones que se presentan en la Tabla 2.2, la cual contempla cuatro distintos escenarios: un vegetativo, uno bajo, un medio y uno alto. Por norma, se considera el escenario medio como el representativo.

El escenario medio de esta proyección refleja un crecimiento anual del 5,3% en la potencia, y del 5,7% en la energía para el período señalado³⁴. Estas proyecciones superan el crecimiento observado en la demanda máxima entre el año 2000 y el año 2008, el cual ha sido de 4,4%.

Con base en esa proyección de demanda, la CNEE elaboró un Plan de Expansión de la Generación (PEG) indicativo para el período 2008-2022, el cual se resume en la Figura 2.1, y que considera los escenarios bajo, medio y alto. Este último posee la configuración de una serie de plantas térmicas y renovables que estarían supliendo la energía requerida por el sistema eléctrico. Para los próximos 3 años existe una fuerte participación térmica, para luego dar cabida a una serie de proyectos hidroeléctricos y renovables. Como elemento ilustrativo se destaca que, de acuerdo al escenario medio, en menos de 12 años, el sistema eléctrico de Guatemala tendrá que duplicar su potencia instalada, lo que implica un gran esfuerzo desde el punto de vista financiero y de gestión. Para cumplir con ese objetivo, la capacidad instalada debería crecer a un ritmo cercano al 6% por año, cifra que contrasta con el crecimiento observado entre el año 2000 y el 2008. En este último período, el crecimiento ha sido inferior al 4%. También es importante destacar que el cronograma no contempla centrales eléctricas menores a 10 MW.

Con base en el PEG se hizo una valoración del balance entre energías renovables y no renovables que presentará el SIN en el año 2015. Dicho análisis llevó a la conclusión de que, de cumplirse con lo planteado en el plan, la participación de las no renovables habrá aumentado de un 51.7% en 2008 a casi un 54% en 2015.

TABLA .2.2 Escenarios de Demanda

Año	Demanda de Potencia MW				Demanda de Energía GWh			
	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto
2008	1,505	1,505	1,505	1,505	8,172	8,172	8,172	8,172
2009	1,575	1,575	1,591	1,606	8,568	8,568	8,653	8,735
2010	1,649	1,699	1,732	1,763	8,984	9,422	9,601	9,774
2011	1,726	1,846	1,898	1,949	9,419	10,107	10,390	10,667
2012	1,807	1,958	2,031	2,103	9,876	11,147	11,545	11,937
2013	1,891	2,054	2,150	2,245	10,355	11,777	12,302	12,823
2014	1,969	2,137	2,251	2,363	10,800	12,267	12,891	13,509
2015	2,047	2,215	2,347	2,478	11,244	12,712	13,438	14,157
2016	2,125	2,292	2,444	2,593	11,689	13,157	13,989	14,813
2017	2,206	2,374	2,540	2,709	12,151	13,618	14,560	15,493
2018	2,287	2,454	2,644	2,833	12,630	14,097	15,154	16,199
2019	2,371	2,539	2,751	2,961	13,127	14,594	15,770	16,932
2020	2,461	2,628	2,862	3,094	13,644	15,111	16,411	17,694
2021	2,553	2,721	2,978	3,232	14,182	15,649	17,077	18,488
2022	2,650	2,818	3,099	3,376	14,741	16,209	17,772	19,315

³³ <http://www.cnee.gob.gt/>

³⁴ Cálculo propio, sobre datos de la tabla.



FIG.2.1

Cronograma del ingreso de las plantas según el escenario de demanda



Aparte de los proyectos que presenta el cronograma, la Comisión tiene identificados otros proyectos, todos de escalas mayores, dentro de los cuales cabe destacar un proyecto geotérmico de 50MW, y 4 proyectos de 200 MW sobre el Río Usumacinta.

2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico.

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

- Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso³⁵
- Reglamento de la Ley General de Electricidad; Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007)³⁶.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007)³⁷
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso³⁸
- Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 211-2005³⁹

- Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, Resolución CNEE 171-2008⁴⁰
- Acuerdos Gubernativos 244-2003 (requisitos), 211-2205(incentivos), 657- 2005(distribución de costos CE) Normas Técnicas (8),
- Normas de Coordinación Comercial (14) y Operativas (5)⁴¹

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

- Se ordena la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
- Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ningún ente de gubernamental, sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado se requerirá de la respectiva autorización del MEM, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW. El plazo máximo de

³⁵ <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>

³⁶ <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>

³⁷ <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>

³⁸ <http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/Documents/2009-02/358/4/Ley%20de%20Incentivos%20para%20proyectos%20de%20energ%C3%ADas%20renovables%20y%20su%20Reglamento.pdf>

³⁹ Idem

⁴⁰ <http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/CNEE%20171-2008%20Norma%20Generacion%20Distribuida.pdf>

⁴¹ www.cnee.gob.gt/html/normas/normas.htm



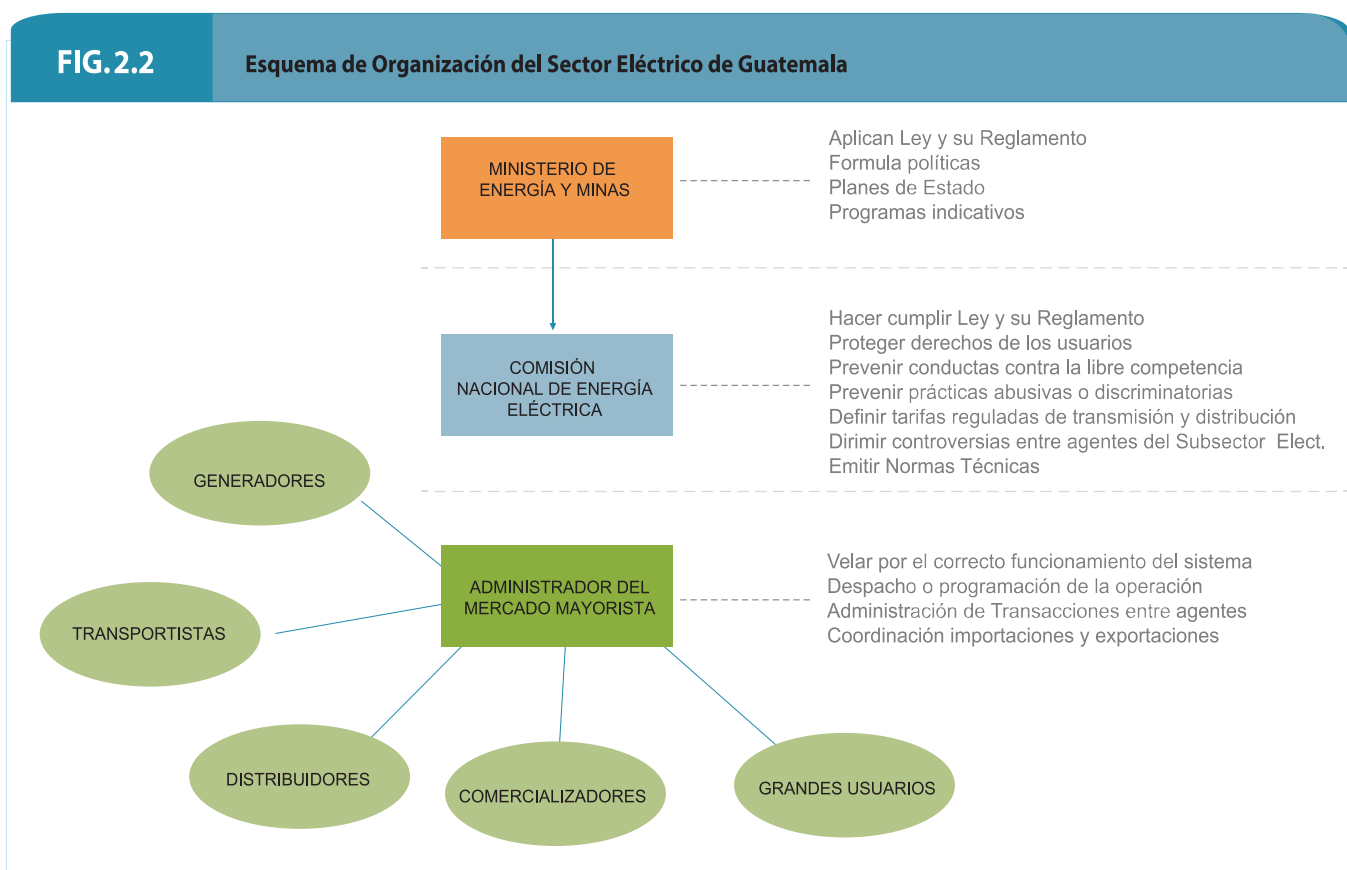
- dicha autorización no podrá exceder los 50 años.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales estarán sujetos a autorización.
- Designa al Ministerio de Energía y Minas (MEM) como ente rector del subsector eléctrico, y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como ente regulador.
- Define la figura del Administrador del Mercado Mayorista, a quien le corresponde además la función de despacho.
- Los generadores privados están facultados para participar en la exportación de energía.

En el Reglamento de la Ley se introduce la modalidad de generación distribuida, que permite que centrales de generación con recursos renovables cuya potencia

no exceda 5MW se conecten a instalaciones de distribución. En este caso se obliga a los distribuidores a conectar a sus instalaciones los proyectos de fuentes renovables, plantas menores a 5 MW. Los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) podrán vender su generación a un Distribuidor o comercializador. Los costos de interconexión del proyecto renovable al punto de conexión corren por cuenta del GDR. Esta actividad se regula a través de la norma técnica CNEE 171-2008⁴²

EL artículo 5 de la Ley de Incentivos contempla lo siguiente: a) Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, durante el período de pre inversión y el período de construcción; b) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta; c) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-. En todos los casos el período de máximo para disfrutar de la exoneración será de 10 años.

La Figura 2.2 ilustra la estructura básica y las funciones de las principales instituciones o actores presentes en el Sector Eléctrico de Guatemala⁴³:



⁴² <http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/ImgLinks/2009-03/1062/NTGDR%20Norma%20de%20generaci%C3%B3n%20distribuida%20renovable.pdf>

⁴³ <http://www.cnee.gob.gt/html/memo/informe-1semestre2002.pdf>

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano rector del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al sector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros.

Sus principales funciones son:

- Ejercer la Rectoría del subsector eléctrico.
- Aplicar la Ley y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Formular las políticas, estrategias, programas y proyectos eléctricos, tendientes a coadyuvar a la sustentabilidad social, económica y ambiental del país.
- Formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico.
- Otorgar las autorizaciones para el uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y la prestación de servicios de transporte y de distribución final de electricidad y la constitución de servidumbres.
- Elaborar los informes de evaluación socioeconómica para otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública.
- Facilitar la realización de las diversas actividades, especialmente las inversiones públicas y privadas, dentro del ámbito de la gestión social y ambiental.
- Promocionar el uso de las energías renovables y las tecnologías limpias.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el Regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para que las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica sean susceptibles de ser desarrolladas por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras para participar con toda propiedad en el subsector eléctrico. La CNEE es legalmente adscrita al MEM pero se considera un organismo independiente en su administración.

Sus principales funciones son:

- Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los dere-

chos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala.

El nivel de apertura en el sector eléctrico Guatemalteco, se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes. El Mercado de Energía Eléctrica está constituido por el Mercado Regulado y el Mercado Mayorista. Es competitivo en los segmentos de generación y comercialización. La generación es abierta a la participación de actores privados, lo mismo que la transmisión. Los precios de transmisión y distribución están regulados.

El Mercado Regulado está integrado de la siguiente manera:

- Por el lado de la demanda: Todos aquellos usuarios con demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área geográfica cubierta por la distribuidora.
- Por el lado de la oferta: Distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura.

El Mercado Mayorista es el espacio donde sus agentes (Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores, Grandes Usuarios) realizan transacciones económicas en el Mercado Libre. Esta libertad es caracterizada por variables como:

- Riesgo
- Precios Competitivos
- Derechos y obligaciones por acuerdo de partes.



El Mercado Mayorista agrupa a generadores, transmisores que tengan como mínimo 10 MW de capacidad de transporte, distribuidores con un mínimo de 15.000 usuarios, comercializadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una oferta firme no menor a 2 MW, y grandes usuarios con demanda máxima de potencia por arriba de 100 kW. Los límites establecidos para los comercializadores aplican también para importadores y exportadores. La administración del mercado le corresponde al Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan bajo las Normas de Coordinación Comercial, a través de:

- El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot.
- El Mercado a Término. Los Grandes Usuarios pactan los plazos, las cantidades y precios de energía.
- El Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencias diarios y mensuales.

El Mercado Mayorista de Guatemala presenta las siguientes particularidades:

- Basado en costos.
- Libre acceso a sistemas de Transmisión y Distribución, pagando el peaje correspondiente.
- Competencia en Generación y Comercialización.
- El precio de oportunidad de la energía refleja el costo marginal de corto plazo.
- Despacho económico, se optimizan costos variables, valor del agua, precios de contratos y precios de importaciones.
- Contratación obligada de potencia Demanda Firme.
- Precios Nodales (señal de localización de la generación y liquidación de pérdidas de energía).
- La expansión de la red de transporte se da por acuerdo entre partes o por consulta y licitación pública.
- Los servicios complementarios están sujetos a la competencia, previa habilitación para prestarlos.

En el mercado de oportunidad o mercado “spot” cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.

En el mercado a término o mercado de contratos, a través de un instrumento contractual, los agentes de mercado pactan entre ellos los plazos, cantidades y precios de la electricidad. El grueso de las transacciones en el mercado de contratos se da entre generadores y distribuidoras. Sin embargo, también participan grandes

usuarios y comercializadores.

Para adicionar nueva generación el distribuidor debe realizar una licitación abierta por un período máximo de 15 años, la cual deberá iniciarse con un mínimo de 5 años de anticipación al suministro. Los términos de referencia son establecidos por la CNEE, y las bases de licitación elaboradas por el Distribuidor serán aprobadas por la CNEE. Los excedentes de potencia y/o energía se comercializan en el mercado de oportunidad.⁴⁴

El mercado de contratos representó en el año 2007 un 71.4% de todas las transacciones en el mercado mayorista. El restante 28.6% corresponde al mercado de ocasión.

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) ejerce también la función de despacho⁴⁵. Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Sus principales funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Maximizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, garantizar el suministro y el abastecimiento de energía eléctrica, y minimizar los costos mayoristas en el mercado horario de la energía.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del mercado mayorista y del Sistema Nacional Interconectado.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Realizar la valorización de las transacciones, pagos, y cobros a los Agentes de manera transparente.
- Operar el Sistema Nacional Interconectado y administrar el mercado mayorista con objetividad y máxima transparencia dentro de las reglamentaciones establecidas.
- Mantener un proceso de mejora continua.
- Velar por la obtención de la máxima eficiencia en el uso de nuestros recursos.

⁴⁴ Reglamento de la Ley General de Electricidad

⁴⁵ www.amm.org.gt



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

Según la normativa vigente la solicitud para la obtención de las autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, debe ser presentada ante el MEM.

Se requiere de autorización para la utilización de bienes de dominio (recursos hidráulicos o geotérmicos) que se ocupen para generación de electricidad, cuando la potencia de la central exceda 5 Megavatios (MW). Para tamaños menores, el interesado puede solicitar el registro de su aprovechamiento ante el MEM.

En caso que se presenten varios interesados para solicitar la autorización definitiva para construir una central hidroeléctrica en un mismo emplazamiento, los mismos deberán competir por obtener la explotación del recurso hídrico bajo los Términos de Referencia que elaborará el MEM. Se pueden solicitar autorizaciones temporales para efectuar estudios, mediciones y sondeos si la obra es mayor a 5 MW y utiliza bienes de dominio público.

Para mayor detalle se puede ver el manual para el trámite de solicitudes de autorización para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras, para prestar los servicios de transporte, distribución final de electricidad, autorización temporal, registro de prestación del servicio de distribución privada de electricidad y constitución de servidumbres⁴⁶.

En opinión de personas relacionadas al sector de generación, el trámite de licencias y permisos para proyectos de pequeña escala en Guatemala debe tomar aproximadamente 4 años.

2.5 Conclusiones.

La reforma eléctrica de los años noventa que abrió el mercado y permitió la participación de los actores privados ha sido exitosa desde el punto de vista del avance en el nivel de cobertura eléctrica, que pasó de un 35 % en el año 1990 a un 84 % 2007, y de la adición de capacidad al sistema con más de 1300 MW instalados en ese período. Este respetable avance se ha logrado sin menoscabo de la participación de las energías renovables en la generación. En 1995, un 58% de la energía provino de fuentes renovables, proporción que aumentó en 2008 a 59.9%.

Aunque los incentivos fiscales definidos en la legislación guatemalteca apoyan el desarrollo de la energía renovable (exoneración de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado; y por un período de 10 años contados a partir de la fecha de inicio de operación se disfruta de una

exención del pago del impuesto de renta y del IEMA; e incluso algunos otros beneficios para plantas menores a 5 MW) hace falta una mayor participación de plantas pequeñas. Se espera que con la norma de generación distribuida, que aclara y simplifica el proceso de participación de proyectos pequeños y que permite eliminar los costos de peaje, se abra un espacio más ventajoso para los la energía renovable de pequeña escala.

Las estadísticas de CEPAL⁴⁷ registran solamente una central renovable dentro del rango de plantas renovables menores a 10 MW. Se trata de una hidroeléctrica de tan solo 700 kW que vende su energía a un gran usuario. Sin embargo, revisando las estadísticas de la CNEE, se encuentran otras centrales renovables en este rango que han firmado contratos directamente con comercializadoras. Recurren a este mecanismo por la dificultad de adquirir contratos con distribuidoras que les permita a las pequeñas plantas renovables asegurar un flujo de caja que cubra sus deudas durante el período de pago de los créditos. Es por eso que las plantas pequeñas han firmado con comercializadores o grandes usuarios en vez de distribuidoras. Una vez que estas plantas han cubierto sus créditos incluso pueden participar como plantas mercantes aprovechándose de las ventajas del mercado eléctrico guatemalteco, pero no antes.

El mercado de electricidad requiere la adquisición de algunas destrezas, tanto para su ingreso como para la colocación corriente de energía en la red. 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 Guatemala para los proyectos renovables este papel de apoyo lo efectúa la Asociación de Generadores Renovables (AGER).

Es importante destacar el espacio de participación para las fuentes renovables que surge del plan indicativo de expansión. El crecimiento de la demanda entre los años 2000 y 2008 ha sido de 4,4%, mientras que la demanda de capacidad proyectada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para los próximos 12 años es de 5,3 %, lo que representa un equipamiento de más de 2300 MW. Este valor, que es un reto en inversión y gestión para el sector eléctrico guatemalteco, da una gran oportunidad a los proyectos renovables en un país con gran potencial en estos recursos.

⁴⁶ Fuente: <http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/Documents/2009-03/1076/483/acuerdo%20110-2002.pdf>

⁴⁷ CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. Informe preliminar del Segmento de Producción de Electricidad. (Datos actualizados a 2008).



3. COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN GUATEMALA

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. Costos de generación eléctrica.

3.1.1. Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica.⁴⁸

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.

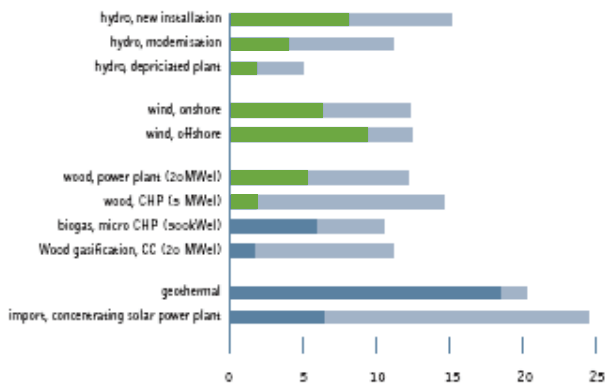
TABLA 3.1 Tendencias internacionales de plantas de generación eléctrica en base a combustibles fósiles

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

⁴⁸ Fuente: EREC/Greenpeace. Energy evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.

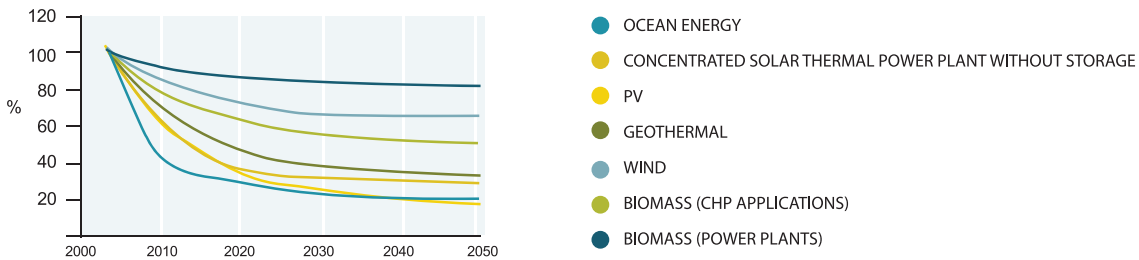


FIG. 3.1 Rangos de costos de generación eléctrica de tecnologías renovables a nivel internacional⁴⁹



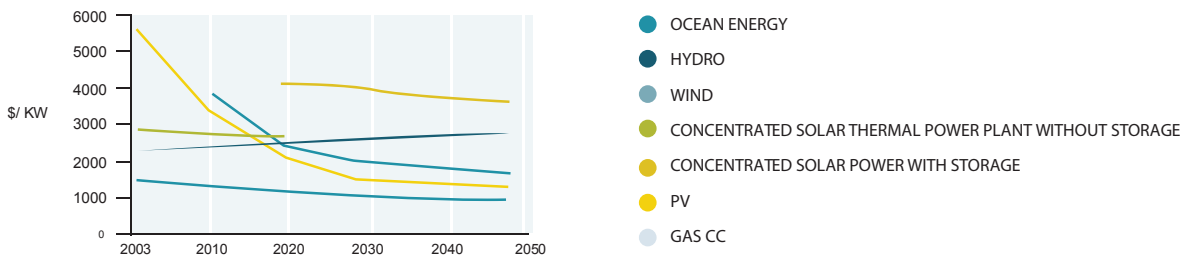
La Figura 3.1 presenta las tendencias actuales observadas para distintas tecnologías de generación renovable observadas en Europa, mostrándose en el diagrama el rango que puede llegar a tener el costo de generación eléctrica tomando en cuenta las diversas condiciones de recursos disponibles para la generación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

FIG. 3.2 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables (normalizado a costos actuales)⁵⁰



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 en función de los próximos años.

FIG. 3.3 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables⁵¹



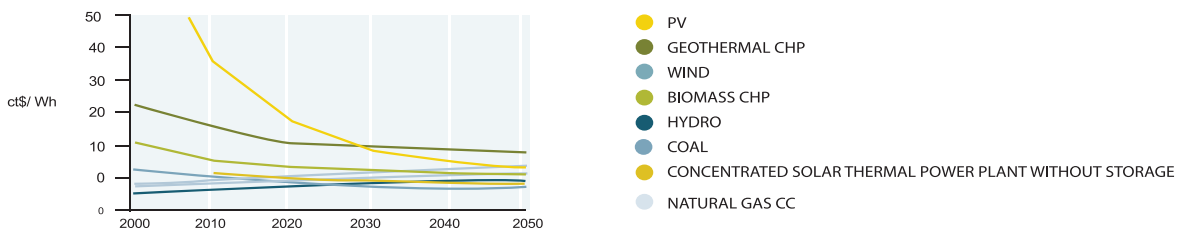
La Figura 3.3 presenta curvas previstas de aprendizaje de costos de inversión en \$/KW instalado para diversas tecnologías renovables en el mundo.

⁴⁹ 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.

⁵⁰ Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, planta de concentración solar sin almacenamiento, fotovoltaico, geotermia, viento, cogeneración de biomasa, generación eléctrica de biomasa.

⁵¹ 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 fósil⁵²

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 Guatemala.

El objetivo de este análisis es presentar las tendencias actuales de los costos de producción de energía para diferentes tecnologías “viables” en Guatemala. 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 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 Guatemala.

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 Guatemala 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 Guatemala.
4. Se consideran los elementos de la Ley de Incentivos de Generación a partir de energías renovables.
5. Se estimaron los costos de operación, manteni-

miento, seguros y administración para cada tecnología, 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. No se han considerado costos variables a las tecnologías renovables.

6. Se utiliza 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 desarrollan, para cada tecnología viable, corridas financieras utilizando un modelo preexistente de simulación financiera de proyectos de generación eléctrica, cuyo criterio de resultado 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.

⁵² Léase de arriba hacia abajo: fotovoltaica, geotérmica, viento, cogeneración de biomasa, hidro, carbón, planta de concentración solar sin almacenamiento, ciclo combinado de gas natural.

Las premisas comunes del análisis en Guatemala son:

1. Los diversos niveles de costos de inversión por tipo de tecnología, administración, seguros, operación y mantenimiento, se especifican con nivel de precios 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 internacional 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 Guatemala es 31%, según el artículo 27 del Decreto Ley 26-92.
9. Se considera una exoneración por 10 años de impuestos incluyendo renta a centrales de energía renovable, según el artículo 5 de la Ley 52-2003
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:

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

Donde:

- Ke: Costo de capital del inversionista.
 K_L: Tasa libre de riesgo.
 β_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
- 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).
- β_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/rankingsRankCC-MaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--10>
 Para Guatemala 43.0 fuente:
<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCC-MaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--80>
 $R_p = (EEUU/-GUA-1) * K_L$
 $R_p = (88,0/43,0-1)*4,22\%$
 $R_p = 4.42\%$
- 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 Guatemala podría estar alrededor del 15,3%.



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

TABLA 3.2 Premisas de análisis de plantas de generación en base a combustibles fósiles

Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación	Turbina de gas	Ciclo combinado	Motor de media velocidad	Carbón
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.

TABLA 3.3 Premisas de análisis de plantas de generación renovables

Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación	Geotermia	Hidroelectricidad	Eólica	Biomasa
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 Guatemala:

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 Guatemala

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN
CASO TURBINA DE GAS
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACION ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	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	162	26	19	207	0,0473	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1873
70%	6,132	1,100	162	26	19	207	0,0338	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1738
90%	7,884	1,100	162	26	19	207	0,0263	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1663
50%	4,380	1,200	177	26	21	224	0,0512	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1912
70%	6,132	1,200	177	26	21	224	0,0366	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1766
90%	7,884	1,200	177	26	21	224	0,0285	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1685
50%	4,380	1,300	192	27	23	241	0,0551	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1951
70%	6,132	1,300	192	27	23	241	0,0394	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1794
90%	7,884	1,300	192	27	23	241	0,0306	0,40		0,40	2,99	0,1338	0,0063	0,1400	0,1706
50%	4,380	1,100	162	26	19	207	0,0473	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,2040
70%	6,132	1,100	162	26	19	207	0,0338	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1905
90%	7,884	1,100	162	26	19	207	0,0263	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1830
50%	4,380	1,200	177	26	21	224	0,0512	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,2080
70%	6,132	1,200	177	26	21	224	0,0366	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1933
90%	7,884	1,200	177	26	21	224	0,0285	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1852
50%	4,380	1,300	192	27	23	241	0,0551	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,2119
70%	6,132	1,300	192	27	23	241	0,0394	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1961
90%	7,884	1,300	192	27	23	241	0,0306	0,45		0,45	2,99	0,1505	0,0063	0,1568	0,1874
50%	4,380	1,100	162	26	19	207	0,0473	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2208
70%	6,132	1,100	162	26	19	207	0,0338	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2072
90%	7,884	1,100	162	26	19	207	0,0263	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,1997
50%	4,380	1,200	177	26	21	224	0,0512	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2247
70%	6,132	1,200	177	26	21	224	0,0366	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2101
90%	7,884	1,200	177	26	21	224	0,0285	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2019
50%	4,380	1,300	192	27	23	241	0,0551	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2286
70%	6,132	1,300	192	27	23	241	0,0394	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2128
90%	7,884	1,300	192	27	23	241	0,0306	0,50		0,50	2,99	0,1672	0,0063	0,1735	0,2041



TABLA 3.5

Costos de generación eléctrica con planta de ciclo combinado en Guatemala.

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	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/l	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/l	TOTAL COMBUSTIBLE \$/l	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/l	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
80%	7,008	1,400	206	40	26	272	0.0388	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1319
85%	7,446	1,400	206	40	26	272	0.0366	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1296
90%	7,884	1,400	206	40	26	272	0.0345	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1275
80%	7,008	1,500	221	40	27	288	0.0411	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1341
85%	7,446	1,500	221	40	27	288	0.0387	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1317
90%	7,884	1,500	221	40	27	288	0.0365	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1295
80%	7,008	1,600	236	41	28	304	0.0434	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1364
85%	7,446	1,600	236	41	28	304	0.0409	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1339
90%	7,884	1,600	236	41	28	304	0.0386	0.40	0.40		4.61	0.0868	0.0063	0.0930	0.1316
80%	7,008	1,400	206	40	26	272	0.0388	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1427
85%	7,446	1,400	206	40	26	272	0.0366	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1404
90%	7,884	1,400	206	40	26	272	0.0345	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1384
80%	7,008	1,500	221	40	27	288	0.0411	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1449
85%	7,446	1,500	221	40	27	288	0.0387	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1425
90%	7,884	1,500	221	40	27	288	0.0365	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1404
80%	7,008	1,600	236	41	28	304	0.0434	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1473
85%	7,446	1,600	236	41	28	304	0.0409	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1447
90%	7,884	1,600	236	41	28	304	0.0386	0.45	0.45		4.61	0.0976	0.0063	0.1039	0.1425
80%	7,008	1,400	206	40	26	272	0.0388	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1536
85%	7,446	1,400	206	40	26	272	0.0366	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1513
90%	7,884	1,400	206	40	26	272	0.0345	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1492
80%	7,008	1,500	221	40	27	288	0.0411	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1558
85%	7,446	1,500	221	40	27	288	0.0387	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1534
90%	7,884	1,500	221	40	27	288	0.0365	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1512
80%	7,008	1,600	236	41	28	304	0.0434	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1581
85%	7,446	1,600	236	41	28	304	0.0409	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1556
90%	7,884	1,600	236	41	28	304	0.0386	0.50	0.50		4.61	0.1085	0.0063	0.1147	0.1533

TABLA 3.6

Costos de generación eléctrica con motores térmicos de media velocidad en Guatemala

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	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/l	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,500	221	64	26	311	0.0709	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1473
70%	6,132	1,500	221	64	26	311	0.0507	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1270
90%	7,884	1,500	221	64	26	311	0.0394	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1157
50%	4,380	1,600	235	64	28	327	0.0747	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1511
70%	6,132	1,600	235	64	28	327	0.0534	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1297
90%	7,884	1,600	235	64	28	327	0.0415	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1179
50%	4,380	1,700	250	65	30	345	0.0788	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1551
70%	6,132	1,700	250	65	30	345	0.0563	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1326
90%	7,884	1,700	250	65	30	345	0.0438	0.30		0.30	4.48	0.0670	0.0094	0.0763	0.1201
50%	4,380	1,500	221	64	26	311	0.0709	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1584
70%	6,132	1,500	221	64	26	311	0.0507	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1382
90%	7,884	1,500	221	64	26	311	0.0394	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1269
50%	4,380	1,600	235	64	28	327	0.0747	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1622
70%	6,132	1,600	235	64	28	327	0.0534	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1409
90%	7,884	1,600	235	64	28	327	0.0415	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1290
50%	4,380	1,700	250	65	30	345	0.0788	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1663
70%	6,132	1,700	250	65	30	345	0.0563	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1438
90%	7,884	1,700	250	65	30	345	0.0438	0.35		0.35	4.48	0.0781	0.0094	0.0875	0.1313
50%	4,380	1,500	221	64	26	311	0.0709	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1696
70%	6,132	1,500	221	64	26	311	0.0507	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1493
90%	7,884	1,500	221	64	26	311	0.0394	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1381
50%	4,380	1,600	235	64	28	327	0.0747	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1734
70%	6,132	1,600	235	64	28	327	0.0534	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1521
90%	7,884	1,600	235	64	28	327	0.0415	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1402
50%	4,380	1,700	250	65	30	345	0.0788	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1774
70%	6,132	1,700	250	65	30	345	0.0563	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1549
90%	7,884	1,700	250	65	30	345	0.0438	0.40		0.40	4.48	0.0893	0.0094	0.0987	0.1424



TABLA 3.7

Costos estimados de generación eléctrica con carbón en Guatemala

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	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
70%	6,132	2,500	368	102	44	514	0,0838	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1327
80%	7,008	2,500	368	102	44	514	0,0733	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1222
90%	7,884	2,500	368	102	44	514	0,0652	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1141
70%	6,132	2,700	396	104	49	549	0,0895	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1384
80%	7,008	2,700	396	104	49	549	0,0783	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1272
90%	7,884	2,700	396	104	49	549	0,0696	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1185
70%	6,132	2,900	426	105	52	583	0,0951	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1440
80%	7,008	2,900	426	105	52	583	0,0832	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1321
90%	7,884	2,900	426	105	52	583	0,0740	0,10		0,10	2,53	0,0395	0,0094	0,0489	0,1229
70%	6,132	2,500	368	102	44	514	0,0838	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1406
80%	7,008	2,500	368	102	44	514	0,0733	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1301
90%	7,884	2,500	368	102	44	514	0,0652	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1220
70%	6,132	2,700	396	104	49	549	0,0895	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1463
80%	7,008	2,700	396	104	49	549	0,0783	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1351
90%	7,884	2,700	396	104	49	549	0,0696	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1264
70%	6,132	2,900	426	105	52	583	0,0951	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1519
80%	7,008	2,900	426	105	52	583	0,0832	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1400
90%	7,884	2,900	426	105	52	583	0,0740	0,12		0,12	2,53	0,0474	0,0094	0,0568	0,1308
70%	6,132	2,500	368	102	44	514	0,0838	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1485
80%	7,008	2,500	368	102	44	514	0,0733	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1380
90%	7,884	2,500	368	102	44	514	0,0652	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1299
70%	6,132	2,700	396	104	49	549	0,0895	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1542
80%	7,008	2,700	396	104	49	549	0,0783	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1431
90%	7,884	2,700	396	104	49	549	0,0696	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1343
70%	6,132	2,900	426	105	52	583	0,0951	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1598
80%	7,008	2,900	426	105	52	583	0,0832	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1479
90%	7,884	2,900	426	105	52	583	0,0740	0,14		0,14	2,53	0,0553	0,0094	0,0647	0,1387



Tabla 3.8
Costos de generación para geotermia en Guatemala

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO					COSTO TOTAL \$/kWh
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	
85%	7,446	589	4,000	80	24	693	0.0931
90%	7,884	589	4,000	80	24	693	0.0879
95%	8,322	589	4,000	80	24	693	0.0833
85%	7,446	605	4,100	81	23	709	0.0952
90%	7,884	605	4,100	81	23	709	0.0879
95%	8,322	605	4,100	81	23	709	0.0852
85%	7,446	620	4,200	81	23	724	0.0973
90%	7,884	620	4,200	81	23	724	0.0919
95%	8,322	620	4,200	81	23	724	0.0870
85%	7,446	634	4,300	82	26	742	0.0996
90%	7,884	634	4,300	82	26	742	0.0941
95%	8,322	634	4,300	82	26	742	0.0891
85%	7,446	649	4,400	82	27	758	0.1018
90%	7,884	649	4,400	82	27	758	0.0962
95%	8,322	649	4,400	82	27	758	0.0911
85%	7,446	664	4,500	83	26	773	0.1039
90%	7,884	664	4,500	83	26	773	0.0981
95%	8,322	664	4,500	83	26	773	0.0929

TABLA 3.9
Costos de generación eléctrica para hidroelectricidad en Guatemala

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	COSTO ANUAL \$/AÑO	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	
50%	4,380	2,000	299	100	10	408	0.0932
60%	5,256	2,000	299	100	10	408	0.0776
70%	6,132	2,000	299	100	10	408	0.0665
50%	4,380	2,200	328	101	11	440	0.1005
60%	5,256	2,200	328	101	11	440	0.0837
70%	6,132	2,200	328	101	11	440	0.0718
50%	4,380	2,400	358	102	12	472	0.1078
60%	5,256	2,400	358	102	12	472	0.0898
70%	6,132	2,400	358	102	12	472	0.0770
50%	4,380	2,600	388	103	13	504	0.1150
60%	5,256	2,600	388	103	13	504	0.0958
70%	6,132	2,600	388	103	13	504	0.0821
50%	4,380	2,800	418	105	13	536	0.1223
60%	5,256	2,800	418	105	13	536	0.1019
70%	6,132	2,800	418	105	13	536	0.0873
50%	4,380	3,000	446	106	15	567	0.1295
60%	5,256	3,000	446	106	15	567	0.1079
70%	6,132	3,000	446	106	15	567	0.0925



TABLA 3.10

Costos de generación eléctrica para energía eólica en Guatemala

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO					
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	COSTO ANUAL \$/AÑO	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO TOTAL \$/kWh
25%	2,190	2,000	296	110	10	416	0.1900
30%	2,628	2,000	296	110	10	416	0.1583
35%	3,066	2,000	296	110	10	416	0.1357
25%	2,190	2,100	311	111	10	432	0.1973
30%	2,628	2,100	311	111	10	432	0.1644
35%	3,066	2,100	311	111	10	432	0.1409
25%	2,190	2,200	325	112	11	448	0.2047
30%	2,628	2,200	325	112	11	448	0.1706
35%	3,066	2,200	325	112	11	448	0.1462
25%	2,190	2,300	340	112	12	464	0.2117
30%	2,628	2,300	340	112	12	464	0.1764
35%	3,066	2,300	340	112	12	464	0.1512
25%	2,190	2,400	355	113	12	480	0.2192
30%	2,628	2,400	355	113	12	480	0.1827
35%	3,066	2,400	355	113	12	480	0.1566
25%	2,190	2,500	370	114	13	497	0.2267
30%	2,628	2,500	370	114	13	497	0.1889
35%	3,066	2,500	370	114	13	497	0.1619

TABLA 3.11

Costos de generación eléctrica para biomasa en Guatemala

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO					
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	TIR DEL CAPITAL AL AÑO 13	COSTO ANUAL \$/AÑO	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO TOTAL \$/kWh
35%	3,066	200	24	183	1	208	0.0679
45%	3,942	200	24	183	1	208	0.0528
55%	4,818	200	24	183	1	208	0.0432
35%	3,066	400	54	184	2	240	0.0783
45%	3,942	400	54	184	2	240	0.0609
55%	4,818	400	54	184	2	240	0.0498
35%	3,066	600	84	185	3	272	0.0887
45%	3,942	600	84	185	3	272	0.0690
55%	4,818	600	84	185	3	272	0.0565
35%	3,066	800	113	186	4	303	0.0988
45%	3,942	800	113	186	4	303	0.0768
55%	4,818	800	113	186	4	303	0.0628
35%	3,066	1,000	142	188	5	335	0.1092
45%	3,942	1,000	142	188	5	335	0.0849
55%	4,818	1,000	142	188	5	335	0.0695
35%	3,066	1,200	172	189	5	366	0.1195
45%	3,942	1,200	172	189	5	366	0.0929
55%	4,818	1,200	172	189	5	366	0.0760

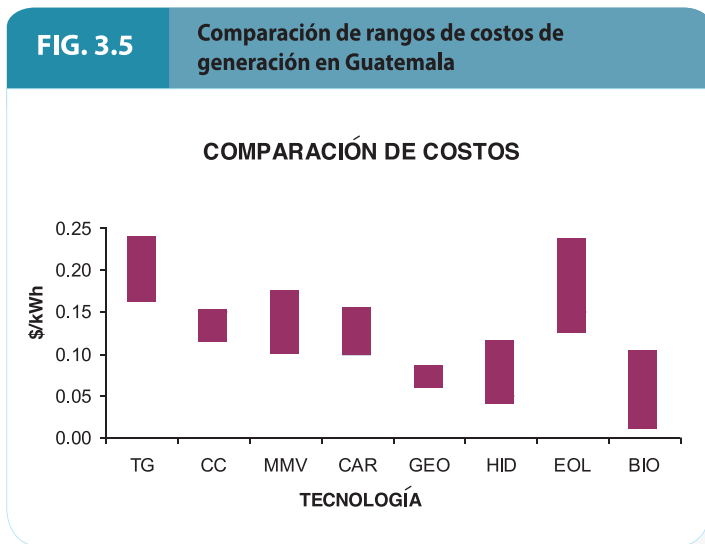


Los rangos de costos observados como tendencia actual de la generación eléctrica en Guatemala para las tecnologías consideradas se presentan en la Tabla 3.12.

TABLA 3.12 Resumen de costos estimados representativos para generación eléctrica en Guatemala

Tipo de tecnología de generación eléctrica	Rango simulado de costos actuales de generación (US \$/KWh)
Turbina de gas	0,166 – 0,229
Ciclo combinado	0,127 – 0,158
Motor de media velocidad	0,116 – 0,177
Carbón	0,114 – 0,198
Geotermia	0,083 – 0,104
Hidroelectricidad	0,067 – 0,129
Eólica	0,136 – 0,227
Biomasa	0,043 – 0,119

FIG. 3.5 Comparación de rangos de costos de generación en Guatemala



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 guatemalteco 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, como es el caso guatemalteco en donde esta zafra puede alcanzar o sobrepasar los 6 meses del año.
- 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 hidro 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.

3.2. Precios de la energía eléctrica en Guatemala.

En Guatemala existe una normativa definida por la CNEE que rige la estructuración de precios de la energía en el país y que está en acuerdo con las diversas regulaciones nacionales así como la normativa vigente sectorial.



Están sujetos a regulación los precios de los siguientes suministros:

- ♦ **LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA** entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro libremente pactados entre las partes.
- ♦ **LOS PEAJES** a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes. En estos casos, los peajes serán determinados por la Comisión, cifándose a las disposiciones de la presente ley y de su reglamento.
- ♦ Los suministros **A USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL**, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el reglamento. Los usuarios de demanda máxima de potencia superior a la que especifique el reglamento no estarán sujetos a regulaciones de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o bien con cualquier otro suministrador.

Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores.

TARIFAS A USUARIOS DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL

Las tarifas a usuarios del servicio de distribución final de electricidad, son fijadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años.

Las tarifas son ajustadas cada 3 meses por las compras de electricidad que efectúa la distribuidora, ajustándose por la tasa de cambio, el precio de los combustibles y el volumen de consumo.

También, se ajusta cada 6 meses por la indexación del Valor Agregado de Distribución, ajustándose por la tasa de cambio, índices de precios al consumidor y por el arancel de importación.

Estructura de la tarifa eléctrica de una distribuidora



El VAD, incluye costos de reposición de la infraestructura, costos operación y mantenimiento, costos administrativos y costos derivados de la atención a los consumidores.

PEAJES POR EL USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



- El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peaje a su propietario. Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, oyendo a los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

- Todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional –SEN-, pagarán peaje por el uso del sistema principal por kW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios los peajes se pagarán de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al SEN, construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal o bien efectuar los pagos de peaje secundarios para tal finalidad.

- Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final, están obligados a permitir la utilización de sus instalaciones a terceros mediante el pago de peajes, para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.



El cálculo de la tarifa eléctrica⁵³ en Guatemala involucra al menos 10 pasos que son:

1. Costos de generación: para determinar el costo de generación por potencia y energía se hacen cálculos trimestrales para definir la tarifa para los siguientes tres meses.
2. Pérdidas: el AMM hace estimaciones de pérdidas promedio y en pico, la distribución de las pérdidas se hace tomando en cuenta adonde se encuentran la generación y la carga.
3. Precios de transmisión del sistema secundario: el precio de peaje secundario puede ser aplicado dependiendo de la localización del generador y quien es dueño de la línea de transmisión secundaria.
4. Precios de transmisión del sistema primario: el cálculo unitario se hace para los KWh demandados para la semana de mayor demanda (generalmente en diciembre) y se dividen por el costo de reemplazar activos.
5. Servicios auxiliares: generalmente no son costos significativos pero se estiman en acuerdo con el procedimiento anterior.
6. Generación forzada de PPA's: solo se incluye en la situación de que exista una generación forzada y el costo lo lleva el distribuidor de acuerdo al contrato que tenga con el generador.
7. Reserva operacional secundaria: es contratada por la carga y en el caso de las tarifas reguladas este forma parte de la tarifa; siendo este costo pasado en la tarifa misma.
8. Valor agregado de distribución: es calculado cada 5 años de acuerdo a los principios anteriores.
9. Impuestos municipales: creado para cubrir costo de iluminación pública es definido por cada municipio (existiendo una amplia variedad en el monto)
10. Impuesto de valor agregado: para todos los usuarios excepto los cubiertos por la tarifa social se debe incluir este porcentaje (12-13%), el cual es un poco menor para aquellos en tarifa social (10%).

El costo de generación representa alrededor del 60% de la tarifa, mientras que el valor agregado de distribución representa cerca del 22% y el impuesto de valor agregado significa cerca de un 12%; siendo los otros costos menores.

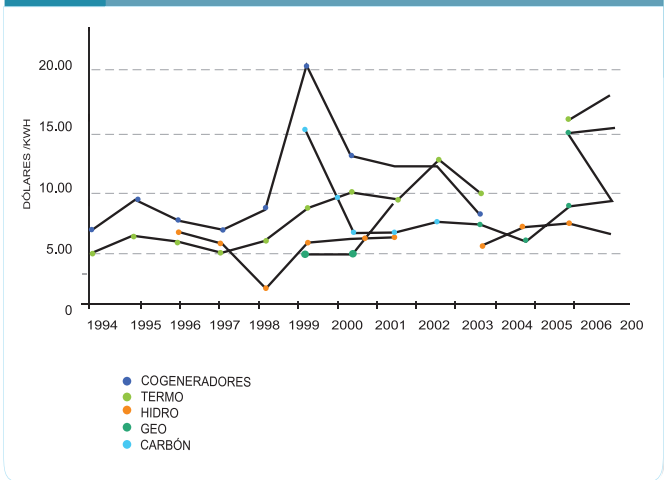
3.2.1. Precios pagados a los generadores

Tomando en cuenta de que en el país se pueden dar distintos tipos de contratos en el mercado esta sección presenta la información relevante a tendencias observadas en los mercados de término y los mercados de oportunidad del "spot" dentro del mercado mayorista.

Comportamiento del precio de generación en los contratos a término

Siendo los contratos del tipo "power purchase agreement" (PPA) figuras legales entre partes contratantes, su naturaleza es privada y por tanto no disponible en el dominio público del país. Sin embargo existe algún nivel de información histórica sobre la tendencia de comportamiento de este tipo de contratos como la presentada en la Figura 3.6, que presenta una serie histórica de los montos pagados a la generación de diversos tipos de generadores para el periodo 1995-2007.

FIG. 3.6 Evolución del precio promedio de la energía entregada en contrato a término por cogeneradores, autoprodutores y generadores independientes⁵⁴



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales preliminares.

Notas: La cogeneración térmica corresponde a ingenios azucareros.

Los autoprodutores térmicos corresponden a contratos con la empresa ENRON (en Puerto Quetzal y Escuintla), TAMPÁ (en Alborada, Escuintla).

Los autoprodutores hidroeléctricos son Río Bobos, Pasabién, Secacao, San Jerónimo y Tecoguat.

El autoprodutor geotérmico es Zunil. El autoprodutor carboceléctrico es San José.

No se incluyen los contratos de generación independiente en los sistemas aislados.

Los precios pagados a los generadores de energía eléctrica desde 1995 hasta el 2007 no incluyen precios de transmisión y distribución. La tendencia de los precios refleja las circunstancias del mercado guatemalteco como han sido los contratos de emergencia de finales de los 90s, la promoción de renovables y los aumentos de capacidad, la relación con los cogeneradores, el ingreso de plantas térmicas de carbón y la expectativa de la orimulsión, así como el aumento del costo de combustible más recientemente.

El precio promedio pagado a los generadores renovables durante dicho periodo ha oscilado históricamente entre US \$0,06-0,09/kWh.

A lo largo del tiempo se han presentado tres distintas generaciones de PPA's en el mercado guatemalteco, iniciándose en los años 90, durante periodos de crisis y

⁵³ Millán, Jaime; von der Fehr, Nils. Keeping the lights on power sector reform in Latin America. Inter American Development Bank. 2003.

⁵⁴ 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>

déficits de oferta de energía; la mayoría de esos primeros contratos se dieron con generadores térmicos así como con cogeneradores como los ingenios azucareros que usaban bunker C y bagazo como combustible, así como contratos con otras renovables. Todos los contratos térmicos de esa época fueron firmados por EEGSA y los renovables por INDE.

La segunda generación de contratos, denominados PPA's renovables se firmaron por parte del INDE. En general fueron menos generosos que los contratos térmicos y se centraron más en pagos de energía para plantas hidroeléctricas de tipo filo de agua.

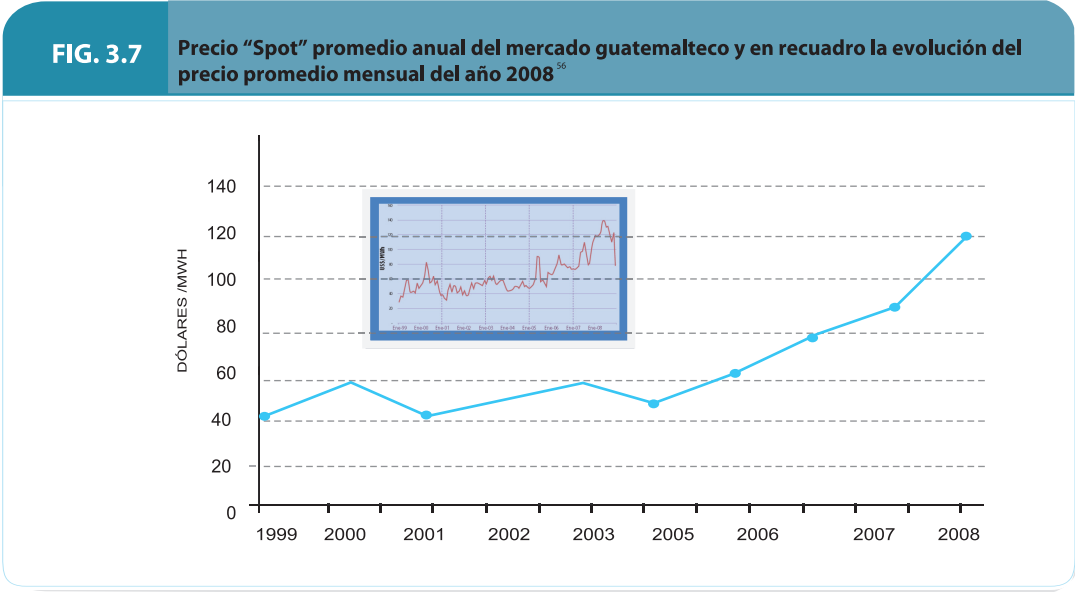
La tercera ola de contratos ha ocurrido posteriormente al año 2002 y se han operacionalizado con el conjunto de reglas del mercado actual, y estos contratos han estado destinados principalmente a los mercados de grandes consumidores así como a la exportación a países vecinos, tomando en cuenta que las distribuidoras de energía han estado casi siempre contratadas en completitud. De tal manera algunos de los contratos establecidos en los que han participado algunos generadores renovables han estado en los rangos de US \$9-11 /KW/mes y en el orden de US \$40/MWh, con duraciones de hasta 10 años y condiciones fijas.

Tomando en cuenta las tendencias actuales de proyecciones de déficit de generación, así como de puesta en marcha de normas para manejar el tema de capacidad en reserva del sistema podría ser esperable que nuevos contratos puedan establecerse en los rangos de precios de referencia por capacidad entre US \$9,0-13,5/KW-mes. De igual manera, se espera un precio mantenido en los próximos años de alrededor de US

\$80/MWh para contratos con comercializadores de 1-5 años de término y crédito en los rangos de 2-3 meses⁵⁵.

Comportamiento del precio en el mercado de oportunidad

El mercado de oportunidad representa actualmente alrededor del 30% de la energía tranzada en el mercado guatemalteco. La Figura 3.7 indica tendencias del precio en el mercado "spot" o de ocasión guatemalteco.



⁵⁵ Criterio Experto Ing. Alaide González Leche.

⁵⁶ Informe Estadístico de 2008 y Resumen de 10 años de operación del mercado Mayorista, publicado por la Administradora del Mercado Mayorista. <http://www.amm.org.gt/>



Respecto a la tendencia de los precios del Mercado “Spot”, se aprecia un crecimiento sostenido desde 2004 desde los cerca de los US\$ 50/MWh a valores de US\$ 120/MWh promedio anual.

La CNEE, en datos publicados en el documento de Monitoreo del Mercado Eléctrico, reporte Marzo, 2009, se indica que recientemente sigue cayendo el precio en el mercado de ocasión y a marzo 2009 el precio promedio se encuentra en US\$ 72/MWh. El precio más alto normalmente se alcanza entre abril y junio y el mínimo promedio entre diciembre y febrero.

La tendencia actual indica valores promedio del orden de los US\$ 72/MWh, hacia el 2012, y pudiendo alcanzar hasta valores cercanos a los US\$ 80/MWh en el 2019. El precio del mercado spot está influenciado por los precios de bunker de bajo contenido de azufre y por el ciclo hidrológico que empieza en mayo terminando en noviembre. En los últimos años este precio spot también ha sido influenciado por las oportunidades de ex-

portación a el salvador así como por la implementación de normativas en el mismo mercado.

Los precios que puedan obtener o no los generadores renovables en Guatemala van a depender en mucha medida de la estrategia de comercialización y contratación que se logre en los mercados locales, dependiendo de si la estructuración es de “planta mercante” o no; es decir si se optimiza como planta de piqueo que usa una serie de acuerdos del orden de meses a años por los cuales se maximiza la operación en periodos pico (% del tiempo seleccionado para entrar a horas de máximo costo marginal del sistema, etc.) Para esta decisión estratégica, los desarrolladores de energía renovable locales en Guatemala analizan las curvas marginales de costo horario con el objeto de poder plantear su estrategia de operación y contratación de la energía que son construidas a partir de la información disponible del AMM sobre plantas marginales en Guatemala y el respectivo número de horas en las cuales se margina cada planta.

3.2.2. Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica.

Los precios de peajes tanto en el sistema primario así como en el sistema secundario están regulados por la CNEE. La información histórica disponible de parte de la AMM en relación a precios y costos de los peajes se referencia sobre la base de US\$ KW-mes y este el indicador que se presenta en la Tabla 3.13 para los peajes a distintos operadores de transmisión en los últimos 3 años.

TABLA. 3.13

Precios de Peaje que han sido aplicados a diferentes distribuidores para el mercado primario y secundario⁵⁷

Rubro	dic-07	dic-08 (US\$/kW - mes)	dic-09
Precio de Peaje principal	1.67	1.68	1.49
Precio de Peaje Secundario TRELEC- Transmisión	-	-	0.26
Precio de Peaje Secundario ETCEE- Transmisión	-	-	0.44
Precio de Peaje Secundario Duke- Transmisión	-	-	0.72
Precio de Peaje Secundario TRELEC Central - sub-Transmisión	1.42	1.49	1.51
Precio de Peaje Secundario ETCEE Central- sub-Transmisión	0.18	0.19	0.19
Precio de Peaje Secundario ETCEE Occ. y Oriente - sub-Transmisión	1.94	2.03	2.05
Precio de Peaje Secundario Recsa subtransmisión	-	-	2.63

⁵⁷ Informe Estadístico de 2008, 2007 y 2006, publicado por la Administradora del Mercado Mayorista. <http://www.amm.org.gt/>

En el sistema secundario existen distintos precios unitarios para distintas secciones de líneas de transmisión secundarias y la Figura 3.8 presenta la información a 2008 de dichos precios del sistema secundario.

FIG. 3.8 Precios unitarios de peajes en transmisión secundaria en Guatemala (2008)

	Sistema Secundario Transmisión	Precio Unitario US\$/KW
1	San José-Escuintla II	0.20
2	PQP-Escuintla II	0.27
3	La Unión-Pantaleón	0.67
4	Animas-Amatitlán	0.04
5	Subestación La Laguna 69 kV	0.28
6	Chixoy-Tactic	0.40
7	Guate Norte-Tactic	0.45
8	Subestación Tactic	0.23
9	La Ruidosa-Río Bobos	1.69
10	Secacao-San Julián	3.13
11	Escuintla II-San Joaquín	0.03
12	San Joaquín-Aguacapa	0.32
13	Escuintla II-Escuintla I	0.07
14	Arizona-San Joaquín 230 kV	0.18
15	Subestación San Joaquin 230 kV	0.07
16	Subestación Arizona barra 230 kV	0.43
17	Subestación Arizona barra 13.8 kV	0.01

3.2.3. Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica

El valor agregado de distribución es calculado cada 5 años y ahí se define la intermediación permitida a las compañías distribuidoras, indicándose que generalmente este VAD está alrededor del 22 % de la tarifa eléctrica.

3.2.4. Precios de la energía eléctrica para usuarios finales

En Guatemala hay un mercado libre para grandes usuarios que son aquellos con demanda de potencia superior a 100 kW y hay un mercado regulado para usuarios cuya demanda de potencia es menor a 100 kW, segregado por clientes en baja tensión y clientes en media tensión y por banda horaria.

La CNEE define el precio para la fracción regulada de pequeños usuarios basada en todos los precios de compra de energía eléctrica del portafolio de energía/capacidad.

En el análisis de dichos precios se debe tener presente lo siguiente:

1. En todos los países existen subsidios, de distintos niveles, directos y/o cruzados. En la mayor parte de casos, dichos subsidios están focalizados en los usuarios de menores consumos y no se analiza en este estudio.
2. Los precios de fuentes CEPAL no incluyen impuestos ni otros cargos adicionales (como tasas municipales y tasas de regulación). En algunos países las tarifas de electricidad están exentas de impuestos y sobrecargos; sin embargo, en otros están sujetas a impuestos sobre ventas o de valor agregado. En cuanto a tasas municipales (en principio destinadas a cubrir los costos del alumbrado público), éstas son aplicadas cuando forman parte de las tarifas y tampoco se analizan en esta sección.

Los precios promedio de venta de energía eléctrica a usuarios finales se refieren únicamente a los mercados regulados, pues no hay información de precios seguidos por los grandes consumidores como se ha reiterado. Los precios que se muestran se han calculado a partir de las facturaciones de las principales distribuidoras y de algunas comercializadoras municipales. Los precios a usuarios regulados son presentados en la Tabla 3.14. En promedio, la tarifas reportados a usuarios regulados pequeños se han incrementado en más del 50% del 2005 al 2007.

En el sitio web de la CNEE (<http://www.cnee.gob.gt/html/estadisti/tarifas.htm>) pueden encontrarse los pliegos tarifarios vigentes para cada una de las 3 empresas distribuidoras EEGSA, DEORSA y DEOCSA; incluyéndose en este estudio solo el pliego tarifario de EEGSA que se presenta a continuación en la Tabla 3.14.

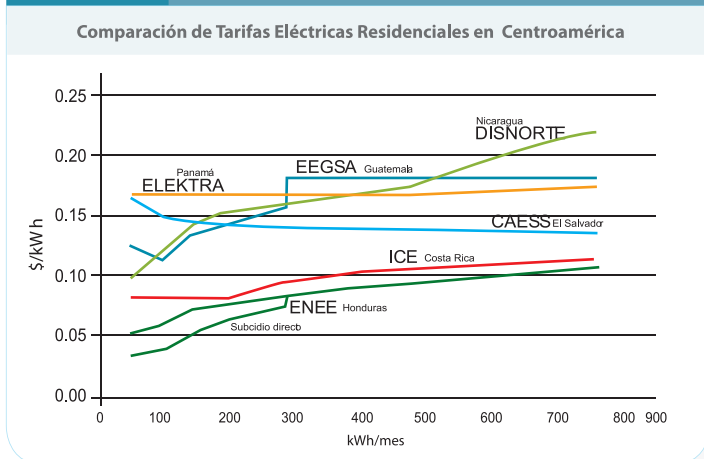
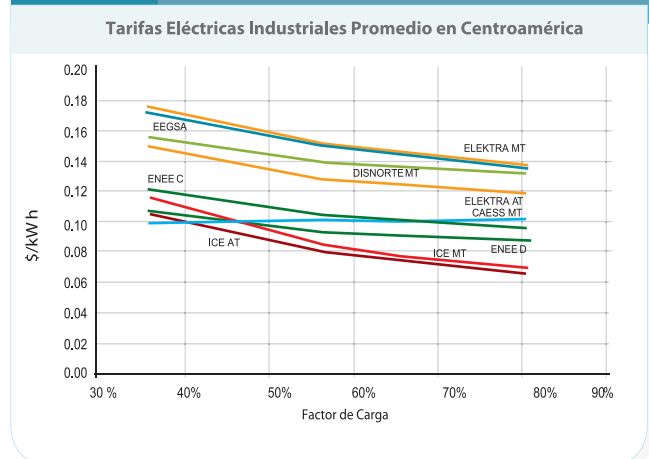


TABLA 3.14 Precios Regulados de la energía eléctrica para usuarios pequeño⁵⁸

Rubro	dic-05	dic-06* (US\$/kW - mes)	dic-07
Tarifa Social	0.096	-	0.176
Baja Tensión Simple	0.14	-	0.185
Baja Tensión con demanda en punta	0.138	-	0.175
Baja Tensión con demanda FP	0.146	-	0.231
Baja Tensión horaria	-	-	0.232
Media Tensión con demanda en punta	-	-	0.155
Media Tensión con demanda FP	-	-	0.185
Alumbrado público	-	-	0.192
Promedio	0.124	-	0.190

CEPAL no reporta datos

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 Guatemala se sitúan entre los rangos más altos de la región.

FIG. 3.9 Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007⁵⁹**FIG. 3.9 Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007**

⁵⁸ Datos basados en los reportes para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico del año 2007, 2006 y 2005 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>

⁵⁹ Banco Mundial. Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final 10 Julio, 2007.

TABLA 3.15 Esquema de Organización del Sector Eléctrico de Guatemala
EEGSA
PLIEGOS TARIFARIOS

PARA FACTURAR EN RESOLUCIÓN NÚMERO	MAY - JUL 09 CNEE-95-2009
BAJA TENSIÓN SIMPLE - BTS	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	8.374416
Cargo por Energía (Q/Kwh)	1.235001
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA - BTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	192.611558
Cargo Unitario por Energía (Q/Kwh)	0.878853
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	54.504373
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	78.187506
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA - BDT p	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	192.611558
Cargo Unitario por Energía (Q/Kwh)	0.877177
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	38.385753
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	53.542150
BAJA TENSIÓN HORARIA - BTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	192.611558
Cargo Unitario por Energía en Punta(Q/Kwh)	0.900734
Cargo Unitario por Energía Intermedia(Q/Kwh)	0.879846
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/Kwh)	0.861222
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	40.053238
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	55.984007
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA - NTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	667.972718
Cargo Unitario por Energía (Q/Kwh)	0.824121
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	48.070704
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	19.408382
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA - NTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	667.972718
Cargo Unitario por Energía (Q/Kwh)	0.822408
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	29.863116
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	13.089051
MEDIA TENSIÓN HORARIA - NTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	667.9726718
Cargo Unitario por Energía en Punta(Q/Kwh)	0.844785
Cargo Unitario por Energía Intermedia(Q/Kwh)	0.825069
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/Kwh)	0.807490
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw-mes)	31.001467
Cargo Unitarios por Potencia Contratada (Q/Kw-mes)	13.515671
TARIFA DE ALUMBRADO PÚBLICO -AP	
Cargo Unitario por Energía (Q/Kwh)	1.525149
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN - PEAJE FT_BT	
Cargo Unitario por Pérdida de Energía en Punta (Q/Kwh)	0.066272
Cargo Unitario por Pérdida de Energía Intermedia (Q/Kwh)	0.064917
Cargo Unitario por Pérdida de Energía en Valle (Q/Kwh)	0.063531
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw)	89.938361
PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN - PEAJE FT_NT	
Cargo Unitario por Pérdida de Energía en Punta (Q/Kwh)	0.016348
Cargo Unitario por Pérdida de Energía Intermedia (Q/Kwh)	0.015965
Cargo Unitario por Pérdida de Energía en Valle (Q/Kwh)	0.015624
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/Kw)	26.979192

TARIFA SOCIAL

PARA FACTURAR EN RESOLUCIÓN NÚMERO	MAY - JUL 09 CNEE-95-2009
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	9.374416
Cargo por Energía (Q/Kwh)	1.271062



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 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\$ 0,04-0,23/KWh que compara con rangos entre los US\$ 0,11-0,23/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 qué tan competitivo será ultimadamente un proyecto. 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.

Las tendencias observadas en las simulaciones realizadas mantienen sus tendencias de competitividad frente a los distintos escenarios internacionales de precios de los combustibles fósiles y a las escalas de inversión generalmente desarrolladas en el sector de generación térmica en el país.

El contexto regulatorio del país es claro y responde a los preceptos de la normativa vigente en el mercado eléctrico del país, así como a la economía política de la reforma estructural del sector que se dio en el año 1996. El mercado incluye una serie de actores que han

ido logrando insertarse en el marco de operación de un mercado mayorista y muchos de los desarrolladores de proyectos deben realizar lecturas estratégicas de sus inserciones de energía y potencia para permanecer competitivos y lograr sus intereses de maximización de flujos.

Existen diversos espacios de participación para el desarrollo de proyectos renovables en el país, principalmente dados por la existencia de esquemas de contratos a término así como en el mercado de ocasión en la componente de energía. Tomando en cuenta las tendencias actuales de proyecciones de déficit de generación, así como de puesta en marcha de normas para manejar el tema de capacidad en reserva del sistema podría ser esperable que nuevos contratos puedan establecerse en los rangos de precios de referencia por capacidad entre US\$9,0-13,5/KW-mes. De igual manera, se espera un precio mantenido en los próximos años de alrededor de US\$80/MWh para contratos con comercializadores de 1-5 años de término, y se observan contratos para generadores renovables, notándose alguna participación de plantas renovables con capacidad de fijar potencia firme; es decir hidroeléctricas con embalse.

El mercado de ocasión (aún cuando más pequeño) también da señales atractivas de compra de energía de ocasión a proyectos renovables con expectativas medias en el corto y mediano plazo de entre US\$ 120-130/MWh, notándose de que hay participaciones dándose en este mercado de algunos proyectos renovables. Obviamente el mercado spot es más atractivo para desarrolladores de proyectos que tienen "profundidad" financiera y que pueden apostar a ir a este mercado debido a que tal vez no tienen exigencias fuertes de solicitar deuda en los bancos; que generalmente buscan observar más positivamente un proyecto que tiene un porcentaje importante de su flujo asegurado por un contrato a término fijo.

Una conclusión importante está relacionada a la capacidad que debe tener un desarrollador de proyecto para interpretar las señales tarifarias que le está entregando la regulación y que en este caso vienen del mercado en sí mismo, para poder definir variables estratégicas de su proyecto para lograr maximizar sus ingresos y asegurar niveles de retorno adecuados. Es posible mencionar que en Guatemala existe un interés muy fuerte en desarrollo de proyectos hidro y de viento que están en diversas fases de desarrollo, pareciera que existe "know how" en este segmento y que los más exitosos están "halando" las capacidades observadas, notándose de que podrían existir asimetrías de entendimiento de estrategias de comercialización para los proyectos en el rango más bajo de capacidad.



4. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN GUATEMALA

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 Unidas⁶⁰, 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 CO₂ equivalente⁶¹. 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.

⁶⁰ Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

⁶¹ 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 15ava 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 sobresa-

lientes en el mercado internacional de reducciones de emisiones y sus características.

4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono⁶²

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 ₂ e)	Valor (M US\$)	Volumen (MtCO ₂ e)	Valor (M US\$)
Mercados de permisos				
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
Sub Total	1.134	24.669	2.109	50.394
Transacciones de proyectos				
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	
Sub Total	611	6.536	874	13.641
Total	1.745	31.235	2.983	64.035

⁶² 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” (EU-ETS) 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 CO₂e (MtCO₂e), 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 MtCO₂e, 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 CO₂ comprando reducciones reales de proyectos que mitigan el CO₂, 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 importantes 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 continúa 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 agrega-



das 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 Guatemala: 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 Guatemala, indicándose los distintos actores participantes; así como una síntesis descriptiva de los procedimientos de aprobación para proyectos MDL.

4.2.1. Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Guatemala

Guatemala suscribió y ratificó la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas desde la década pasada. El Protocolo de Kioto fue firmado por Guatemala el 10/07/98 y se ratificó el 05/10/99⁶³, y cuenta con una DNA designada oficialmente, acreditada, notificada y comunicada⁶⁴, contando el país con proyectos registrados.

4.2.2. Autoridad Nacional Designada MDL de Guatemala: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL

La Autoridad Nacional Designada del MDL en Guatemala es el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN). Mediante Acuerdo Ministerial No. 477-2005 del 19 de setiembre de 2005 se creó la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio, como unidad administrativa para coordinar la implementación en el país de las medidas y mecanismos de las Convenciones Internacionales y Políticas Nacionales relacionadas con el desarrollo sostenible, adscrito al Despacho Superior del Ministerio, dependiendo jerárquicamente del MARN.

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

⁶³ y ⁶⁴ Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.



Tabla 4.2 Esquema de Organización del Sector Eléctrico de Guatemala

Guatemala	Autoridad Nacional Designada	Contacto y coordenadas (Teléfono, fax, correo electrónico, sitio web)
	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales	Sr. Raúl Castañeda Illescas ondl@marn.gob.gt Coordinador Oficina Nacional de Desarrollo Limpio Tel.: (502) 24 23 0500/24 23 0436 Ext.2311 Fax: (502) 242-30500 Ext. 1204, Móvil: (502) 55 899037
	Otras fuentes de información relacionadas y entidad u oficinas responsable de actividades operativas MDL	Sitio Web: http://www.marn.gob.gt/sub/portal_cambio_climatico/index.html

4.2.3. Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Guatemala: alcance y criterios

Para la realización de esta sección una revisión de información adicional disponible en documentaciones oficiales y otras algunas otras fuentes fueron utilizadas.

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 AND 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 Guatemala en el tema de aprobación nacional. Se resume el procedimiento de evaluación y aprobación de proyectos actualmente utilizados, así como el detalle de los requisitos que debe cumplir un proyecto para obtener la carta de aprobación nacional. Guatemala no ofrece procesos o considera relevante entregar una Carta de No Objeción, por lo que no hay una descripción al respecto en esta sección.



TABLA. 4.3

Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de la Carta de Aprobación Nacional en Guatemala

Aprobación Nacional							
Requisitos							
Tiempo de respuesta de la DNA y documentación requerida en general para el proceso							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tiempo de entrega de la carta</th> <th>Solicitud y Documentación general requerida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ventanilla única. 15 días hábiles</td> <td>Solicitud por escrito en original y copia con firma legalizada y otros requisitos asociados con: las calidades y coordenadas legales de los proponentes de proyectos, su identificación tributaria, patentes, y personería de legalización y/o escriturada cuando corresponde.</td> </tr> </tbody> </table>	Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida	Ventanilla única. 15 días hábiles	Solicitud por escrito en original y copia con firma legalizada y otros requisitos asociados con: las calidades y coordenadas legales de los proponentes de proyectos, su identificación tributaria, patentes, y personería de legalización y/o escriturada cuando corresponde.			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida						
Ventanilla única. 15 días hábiles	Solicitud por escrito en original y copia con firma legalizada y otros requisitos asociados con: las calidades y coordenadas legales de los proponentes de proyectos, su identificación tributaria, patentes, y personería de legalización y/o escriturada cuando corresponde.						
Requisitos ambientales establecidos por la DNA para proyectos de MDL (ver nota)							
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental				
Declaración jurada de que cumple con leyes y políticas nacionales y sectoriales	-	Declaración jurada de que cumple con leyes y políticas nacionales y sectoriales	Copia del estudio aplicable aprobado por la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. Declaración Jurada de que cumplirá el Plan de la resolución de aprobación				
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 solicitado	Adicionalmente, informe técnico de la integración de la cantidad de ton CO ₂ que se estima reducirá o evitará el proyecto	-					
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					
No solicitado	No solicitado	Resumen de la contribución del proyecto al desarrollo sostenible. No se presenta un esquema de cómo este resumen debe estructurarse o una recomendación de su contenido					



Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de la Carta de Aprobación Nacional en Guatemala

Procedimiento
1. El proponente presenta el PDD y solicitud por escrito de la carta de aprobación
2. La Oficina Nacional de Desarrollo Limpio plantea observaciones a la información recibida
3. Con las respuestas del proponente, analiza y valora la contribución al desarrollo social, económico y ambiental del proyecto
4. Emite informe recomendando al MARN sobre la extensión de la Carta de Aprobación Nacional
Criterios que se utilizan en Guatemala para evaluar la contribución de un proyecto al desarrollo sostenible
No se publican o proponen los criterios y parece que son de uso interno únicamente para evaluar la contribución al desarrollo sostenible
Nota: Por el estilo regulatorio de algunas DNA, en algunos casos el requisito puede ser parte de otro o simplemente adscribirse a la necesidad de cumplimiento de la regulación nacional. Esto puede ocurrir por ejemplo con el permiso de concesión del recurso renovable o el estudio de impacto ambiental, lo que no quiere decir que no se requiera, sino que de por sí es una obligación.

La información disponible sobre el proceso de Aprobación Nacional en Guatemala es escasa y escueta, resaltando que no hay información publicada en su sitio web. Este es un país donde los procedimientos de Aprobación Nacional utilizan Declaraciones Juradas del cumplimiento del Marco Regulatorio de los proyectos (nacionales y sectoriales) y Estudios de Impacto Ambiental aprobados como base para la confirmación de que el proyecto puede ser considerado en el MDL.

Adicionalmente, el proceso y los requisitos se presentan como de una complejidad baja y hay pocos puntos a destacar. Los más relevantes son:

- Se hace bastante énfasis en confirmar elementos formales / legales del proponente de proyecto a nivel empresarial o individual.
- El PDD en general y el resumen elaborado por el proponente sobre contribución al desarrollo sostenible son la base para valorar la aprobación nacional.

La información utilizada para el anterior análisis se amplía en el Acuerdo Ministerial 477-2005 del MARN en el que se detallan:



ACUERDA:

**Crear la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio y emitir el
Reglamento del Procedimiento de Solicitud, Análisis, Valoración y Aprobación Nacional
de las propuestas de los Proyectos que apliquen al Mecanismo para un Desarrollo
Limpio**

Artículo 1. Objeto. El presente Acuerdo tiene por objeto establecer el proceso de solicitud, análisis, valoración y aprobación nacional de las propuestas de los proyectos que apliquen al Mecanismo para un Desarrollo Limpio, para los propósitos del Artículo 12 del Protocolo de Kyoto en cumplimiento del Acuerdo Gubernativo No. 388-2005.

Artículo 2. Se crea la Oficina del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, adscrita al Despacho Superior.

Artículo 3. Objeto. Coordinar con el sector productivo los esfuerzos nacionales para la implementación de las medidas y mecanismos derivados de las Convenciones Internacionales y Políticas Nacionales relacionadas con el desarrollo sostenible y que sean competencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

Artículo 4. Integración. La Oficina se integra de la siguiente manera para el cumplimiento de sus funciones:

1. Coordinador
2. Sub Coordinador
3. Secretaria
4. Asistentes Técnicos

El número de asistentes técnicos lo determinarán las Autoridades Superiores en función de la magnitud de operaciones de la oficina.

Artículo 5. Funciones. La Oficina Nacional de Desarrollo Limpio tendrá las siguientes funciones:

- a) Dar seguimiento al Protocolo de Kyoto y decisiones subsiguientes de las partes.
- b) Coordinar las actividades derivadas del Mecanismo para un Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.
- c) Facilitar la participación de los diferentes sectores en el Mecanismo para un Desarrollo Limpio.
- d) Identificar proyectos con potencial de participar en el Mecanismo para un Desarrollo Limpio.
- e) Brindar asistencia técnica en el proceso de formulación de proyectos.
- f) Crear capacidad nacional en el ciclo de proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.
- g) Gestionar recursos financieros para cubrir los costos de transacciones en la fase de formulación y validación.



- h) Analizar y valorar las propuestas de proyectos que apliquen al Mecanismo para un Desarrollo Limpio en base a los criterios de elegibilidad del Protocolo de Kyoto, la legislación nacional aplicable y su contribución al desarrollo sostenible del país.
- i) Otras asignadas por las autoridades superiores en el tema de su competencia.

Artículo 6. Solicitud. La persona interesada en la aprobación nacional de una propuesta de un proyecto que aplique al Mecanismo para un Desarrollo Limpio deberá presentar ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, una solicitud escrita en original y copia simple con firma legalizada conteniendo la siguiente información:

- a) Para las personas individuales: nombres y apellidos del solicitante, edad, estado civil, nacionalidad, profesión u oficio, domicilio, número de cédula de vecindad o pasaporte en caso de ser extranjero, número de identificación tributario (NIT) y lugar para recibir notificaciones. Si la persona que presenta la solicitud actúa en representación de otra persona individual, deberá adjuntar fotocopia legalizada del testimonio de la escritura pública de mandato respectivo.
- b) Para las personas jurídicas y empresas mixtas; nombre, razón o denominación social de la entidad solicitante, domicilio, lugar para recibir notificaciones y número de identificación tributario (NIT) de éste. A la solicitud deberá acompañar fotocopia legalizada del nombramiento del representante legal, de las patentes de comercio de sociedad y de empresa y del testimonio de la escritura pública de constitución de la sociedad con sus modificaciones si las hubiere, inscritas en el Registro Mercantil.
- c) El documento de Diseño de Proyecto del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (PDD por sus siglas en inglés).
- d) Una copia del instrumento de Evaluación Ambiental correspondiente, aprobado por la Dirección General de Gestión Ambiental y Recursos Naturales del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- e) Declaración jurada del plan de cumplimiento de los compromisos adquiridos en la resolución de aprobación del Instrumento de Evaluación Ambiental correspondiente.
- f) Resumen de la contribución del proyecto al desarrollo sostenible.
- g) Declaración jurada que el proyecto esta enmarcado dentro de las leyes, políticas nacionales y sectoriales correspondientes al ámbito del proyecto.
- h) Informe técnico de la integración de la cantidad de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (co2) que se estima reducirá o evitará el proyecto anualmente.

Artículo 7. Extensión de la Carta de Aprobación Nacional. Después de resueltas las observaciones de la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio, en un plazo de quince días esta analizará y valorará la contribución de la propuesta del Proyecto al Desarrollo Sostenible Ambiental, Social y Económico del país, y a continuación emitirá un informe recomendando al Ministro de Ambiente y Recursos Naturales sobre la extensión de la Carta de Aprobación Nacional.

Artículo 8. Casos no previstos. Serán resueltos por el Ministro de Ambiente y Recursos Naturales mediante resolución administrativa.

Artículo 9. Vigencia. El presente acuerdo ministerial empieza a regir el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

Comuníquese,

(82007-2)-19-septiembre



 **Juan Mario Dary Fuentes**
MINISTRO DE AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES



Guatemala cuenta con un proceso bastante simplificado y expedito que permite la gestión de las aprobaciones nacionales relevantes para el MDL a los desarrolladores de proyectos. En dicho proceso existen las salvaguardas necesarias y suficientes para realizar la tramitación en plazos adecuados y con certeza de resultados del proceso.

4.3. Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centroamérica⁶⁵

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.

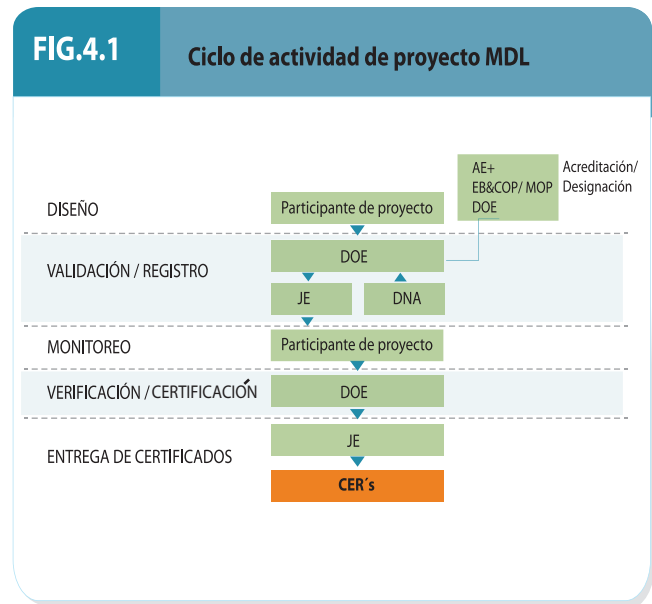
Tomando en cuenta que la región centroamericana tiene solamente 76 proyectos en el MDL en la actualidad que representan un porcentaje muy bajo del total de proyectos inscritos en el mecanismo, y de que a nivel país el número es pequeño; el enfoque usado en este capítulo es el de abordar temas desde la 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.

4.3.1. 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.

⁶⁵ 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.

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 los beneficios reales atribuibles al proyecto.
4. Plan y metodología de monitoreo.
5. Impacto ambiental y socioeconómico.
6. Límites del proyecto.
7. Fugas.
8. 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.

4.3.2. 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 subcontratados. 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 Ecoscurities, 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 constatar, 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 Centro América, han sido los Brasileños y los Europeos los que más han estado activos en el mercado de la región⁶⁶.

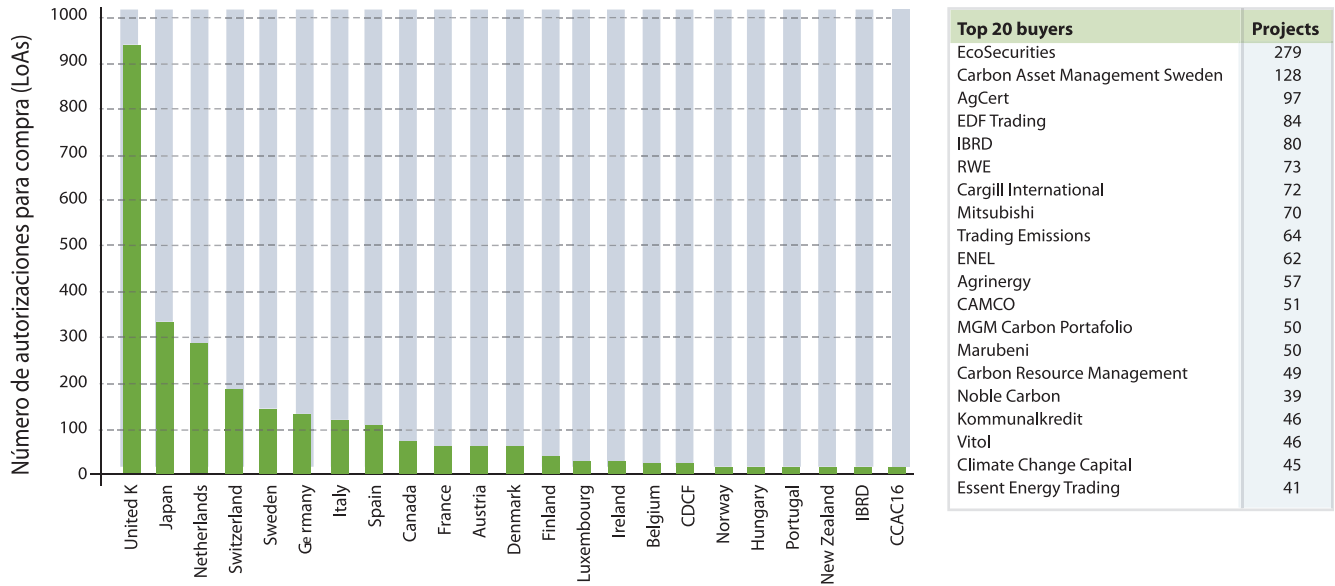
⁶⁶ CDM Highlights GTZ, Abril del 2009.



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

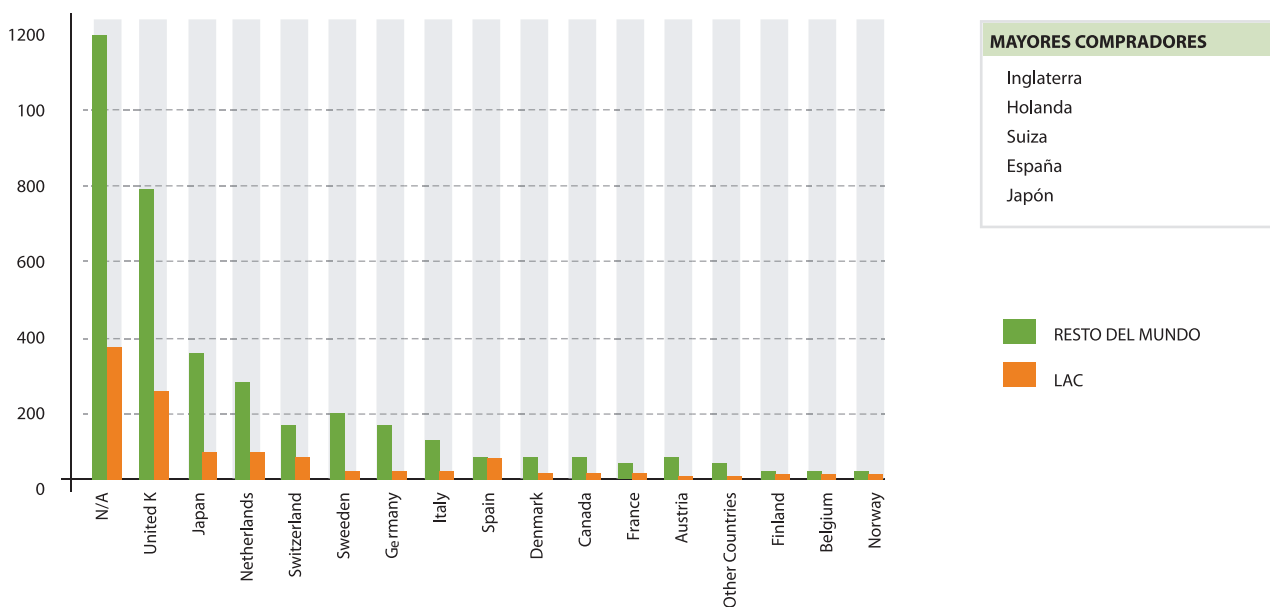


Nota: Los nombres de países aparecen en inglés en vista de que la fuente original de esta figura copiada textualmente está en dicho idioma. Top 20 buyers significa "Veinte compradores principales".

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

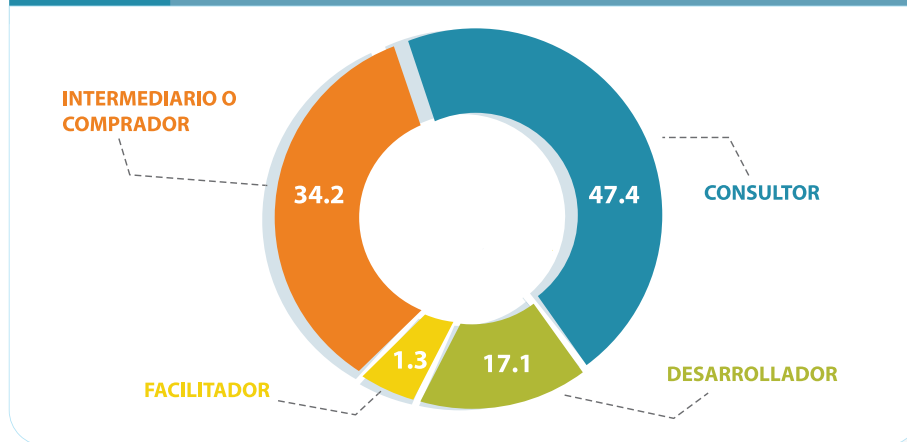


La Tabla 4.4 derivada del www.cdmpipeline.org del 01 de marzo 2009, así como la Figura 4.4 presentan información sobre la participación de actores y los esquemas elegidos por los desarrolladores en proyectos de energía en Centroamérica.

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
Total	76	100.0

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	Empresas	# proyectos	# 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
	Istmus Hydro Power	1	P
	COMGELSA	1	H
Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES	
Facilitador	ATDER-BL	1	N
Total	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 gris 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.

TABLA 4.6		Líderes en el número de proyectos de energía gestionados o en los que han participado en Centroamérica
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 la 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, 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.

TABLA 4.7		Proyectos de energía realizados por las empresas locales centroamericanas en el MDL	
Tipo de esquema	Empresa	# proyectos	# proyectos por país
Consultor	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
Desarrollador	Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES
	ENEL	2	2 G
	COMGELSA	1	H
	Istmus Hydropower	1	P
Facilitador	ATDER -BLONG	1	N
Total	9 entidades	19	

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.

4.3.4 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.⁶⁷

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".</i> 2004.*	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. DNA F. 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 (Ecosecurities)

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.

⁶⁷ 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 financie-

ro 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 CO₂e 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 Fomulación del Proyecto MDL (Preparación PDD)	3-4 meses calendario
4. Consulta Pública del Proyecto (se ubica dentro del tiempo del siguiente item)	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

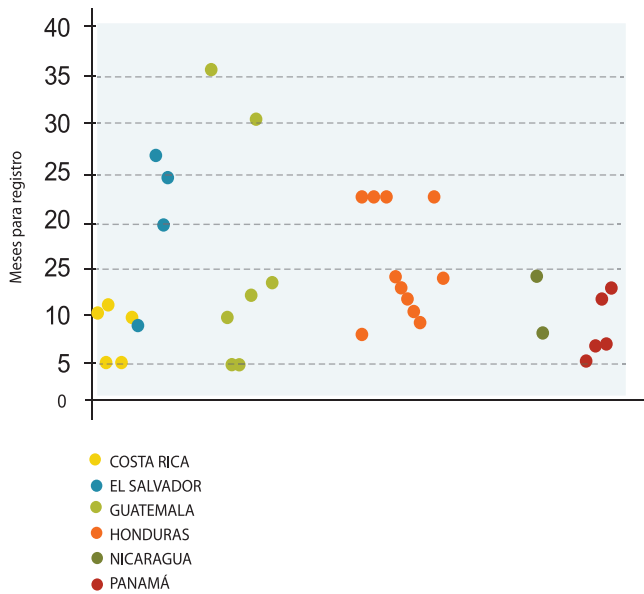
*Datos del Pipeline CD4-CDM Feb. 30, promedio de todos los proyectos.



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.

FIG. 4.5

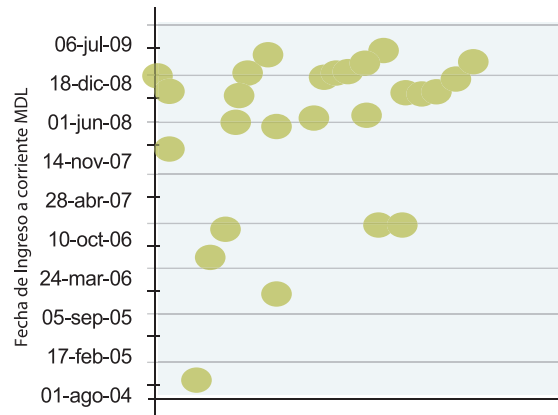
Tiempos para lograr inscripción en el registro del MDL para los proyectos de energía de Centroamérica (indicados desde inicio de periodo de comentarios públicos hasta obtención del registro y expresado en meses)



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.

FIG. 4.6

Distribución relativa de proyectos de energía de la región centroamericana que han ingresado al ciclo de proyecto MDL (expresado por la fecha de inicio del ciclo)



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.



4.4. 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.
- Si 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 inter-



conectada 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 multicompuesta 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 -ID-	29	Generación eléctrica hidro (represa existente, filo de agua)
AMS -I.D.+AMS -III.D.	1	Eléctricidad con Biogás
AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Eléctricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Eléctricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -III.H.	1	Eléctricidad con Biogás
AMS -I.C.	2	Generación a partir de residuos de palma y aserraderos
AMS -I.C.+AMS -III.D.	1	Eléctricidad con Biogás
AMS -I.C.+AMS -III.H.	2	Eléctricidad 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.

4.5. Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Guatemala 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.

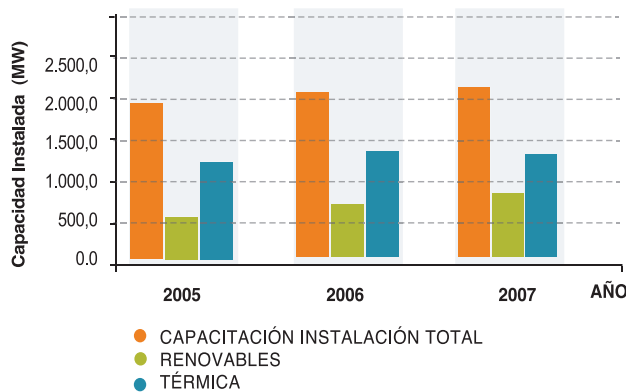
Este es un tema complejo de analizar y se aborda de manera detallada conociendo las tendencias de lo que ha está pasando con la red nacional y la entrada de nuevas capacidades, asociado al Plan Nacional de Expansión o las tendencias de desarrollo del sector en cada país, considerando la situación del 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 Guatemala para los años 2005 – 2007, de acuerdo a CEPAL.

FIG. 4.7

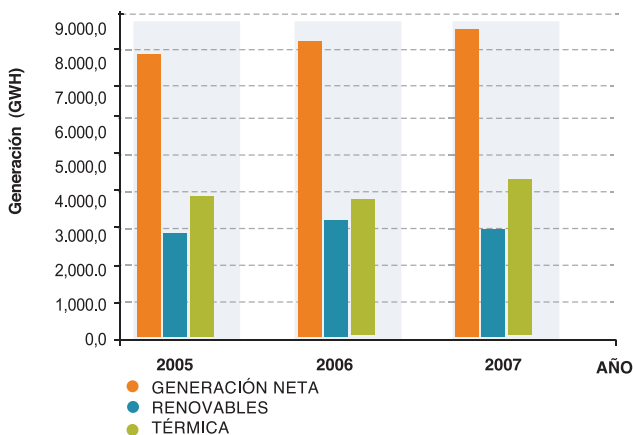
Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Guatemala

CAPACIDAD INSTALADA DE POTENCIA EN GUATEMALA



Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Guatemala

GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA EN GUATEMALA



Nota: 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 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 Guatemala:

- La capacidad instalada de potencia de energías térmicas ha crecido prácticamente igual que la capacidad de energía renovables desde el 2005 a 2007. De manera relativa, ambas mantienen la misma proporción en el sistema de Guatemala.
- Del 2005 al 2007, la generación total de energía eléctrica a base de renovables se ha aumentado en 3% relativo a la generación térmica.
- Es previsible pensar que el factor de emisiones de la red se ha reducido entre 2005 y 2007. Eso se puede observar en los factores de emisión de los proyectos MDL presentados a validación y registro por Guatemala.
- El margen de operaciones del sistema ha disminuido en alguna medida con respecto al margen de adición de capacidades. El factor de emisiones también se ve afectado por la composición de tendencia del tipo y eficiencia de las plantas térmicas que han sido incorporadas al sistema interconectado nacional.

Para el caso de Guatemala, la revisión de PDD's en el MDL indica que el factor de emisiones del país durante 2007-2008, ha variado de acuerdo a:

- Proyecto de Cogeneración de la Cía. Azucarera Guatemalteca: 0,666 ton CO₂/MWh.
- Proyecto Hidroeléctrico Mezapa Pequeña Escala: 0,658 ton CO₂/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 Guatemala se sitúa junto con El Salvador y Guatemala en un grupo de segundos en la región con los valores más altos de factor de emisión.

TABLA 4.12
Rangos de factor de emisión calculados durante los últimos 4 años por país

País	Rango de factor de emisión (tCO ₂ /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, Guatemala 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. Analizando el mercado, 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, lo cual puede tener algún nivel de impacto en el factor de emisiones de la red nacional.

4.6. Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Guatemala

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 reportada 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 CD₄CDM⁶⁸. En este análisis se valoran primordialmente los tipos de proyectos que utilizan fuentes renovables⁶⁹, 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)

⁶⁸ 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, Tel. (+45)46775105

⁶⁹ 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>



4.6.1. 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

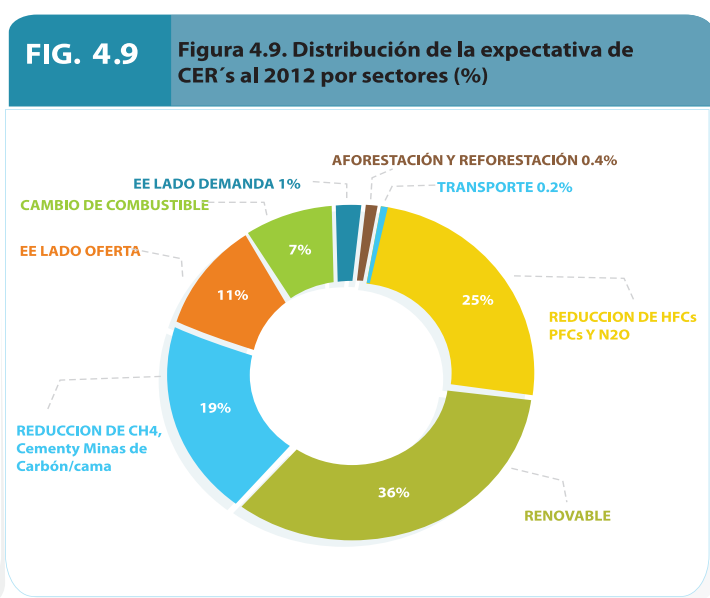
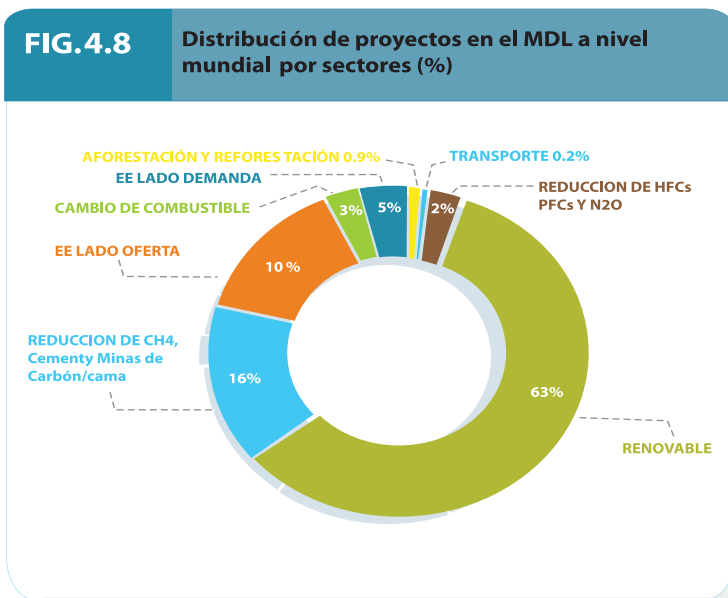
Tipo	Sub-tipo	Número de proyectos			Total	Total MW
		En Validación	Solicitando Registro	Registrado		
Proyectos de Energía Biomásica: 688	Otros residuos agrícolas	120	3	68	191	4,718
	Potencia de Bagazo	104	2	76	182	4,251
	Granza de arroz	96	6	46	148	1,200
	Residuos de palma aceitera	29	2	19	50	323
	Otros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



Proyecto Mareo - Motrices		0	0	1	1	254
1						
Total		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
Total		1,996	229	985	3,210	79,902

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.

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.



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 registrados en el MDL al 01-03-2009.



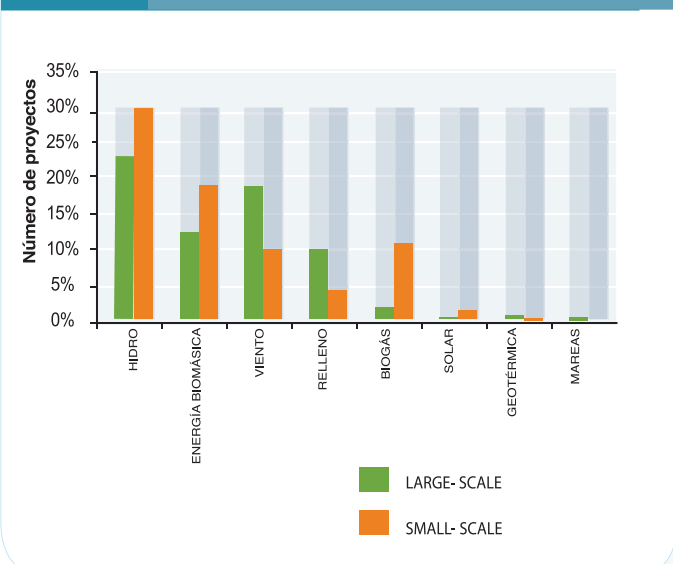
Del análisis del “pipeline” de proyectos totales a nivel mundial presentados ante el MDL y basado en la información del cuadro y gráficos anteriores, se destaca que los proyectos renovables son uno de los “ganadores” del MDL, pues representan un 63% de los 4,541 proyectos totales presentados ante el 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 MtCO₂e 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 hidroeléctricos, 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	-	-	-
Total	289	32,777	86%

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 CERs 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 la tabla anterior.

4.6.2. El MDL en Latinoamérica y el Caribe

A partir del análisis del "pipeline" ("CDM Pipeline Overview" realizado por el proyecto CD₄CDM⁷⁰) 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.

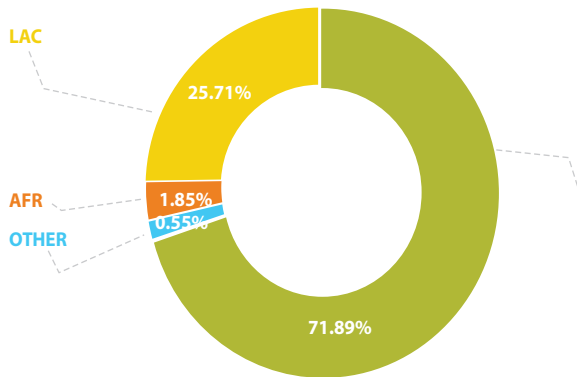
Respecto al total de los proyectos registrados, Latinoamérica cuenta con cerca del 26% de los proyectos MDL y 18% de los CER's esperados de entregar al 2012, lo que muestra un rezago respecto a Asia, a pesar del liderazgo particular de Brasil principalmente y de México como países "bandera" en el MDL.

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

⁷⁰ 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, Tel. (+45)46775105



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

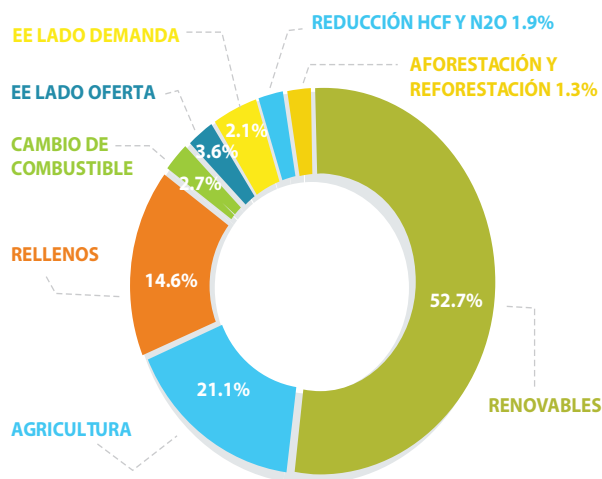
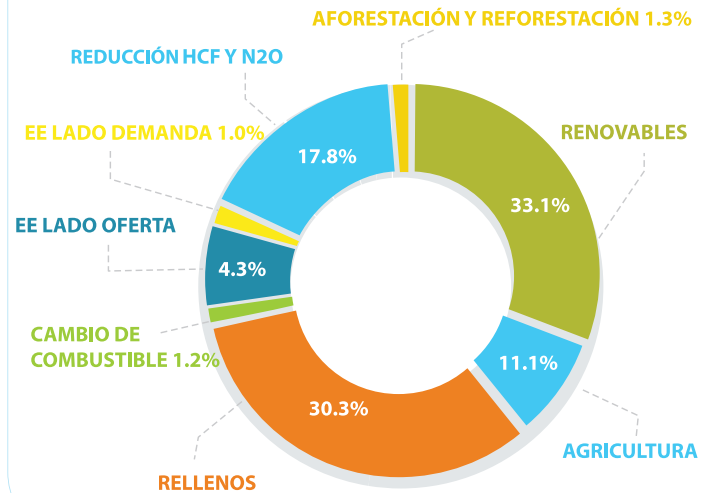


FIG. 4.13 Participación en la cantidad de CER's relativa por categoría en Latinoamérica y el Caribe



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.

4.6.3. 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	Nº	kCERs	2012 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs				
Centroamérica (Total)	40	2851	11398	4	408	1585	41	2321	15847	85	2%	5580	28831	1.1%	75519
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 CO ₂ /Cambio de combustible /Otros gases difa CH ₄ y CO ₂ /Solar/ Mareas/ transporte	EE oferta	Geotérmica	Hidro	Relleno	Reforestación	Viento	Total
Centroamérica TOTAL	0	10	16	0	2	4	40	7	1	5	85
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	Bionergía	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
Total (MW)	18	460	144	985	14	174	1,796
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.

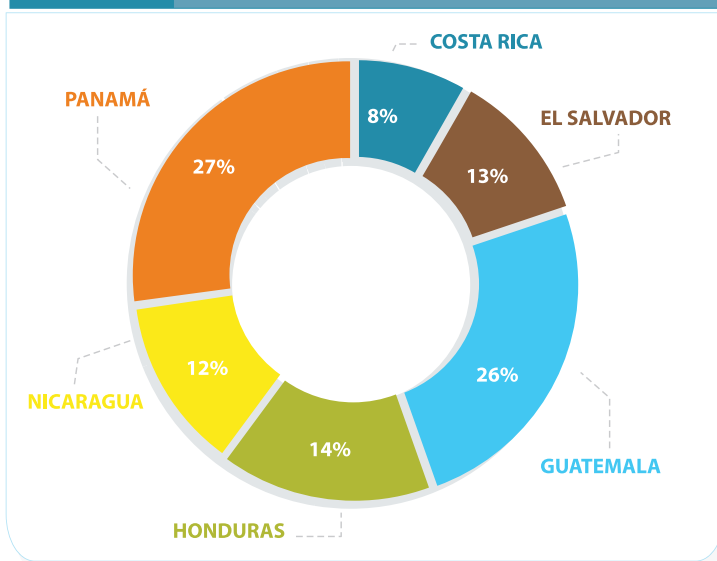


FIG. 4.15

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

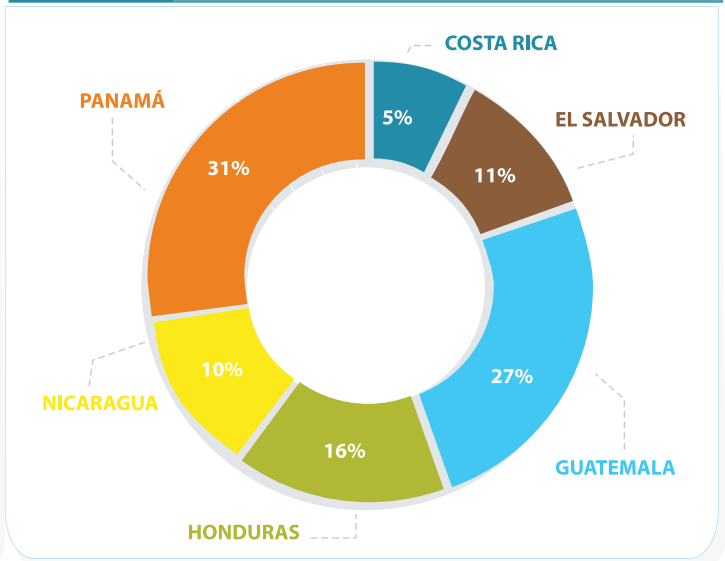


FIG. 4.16 Distribución por estado de los proyectos renovables de Centroamérica.

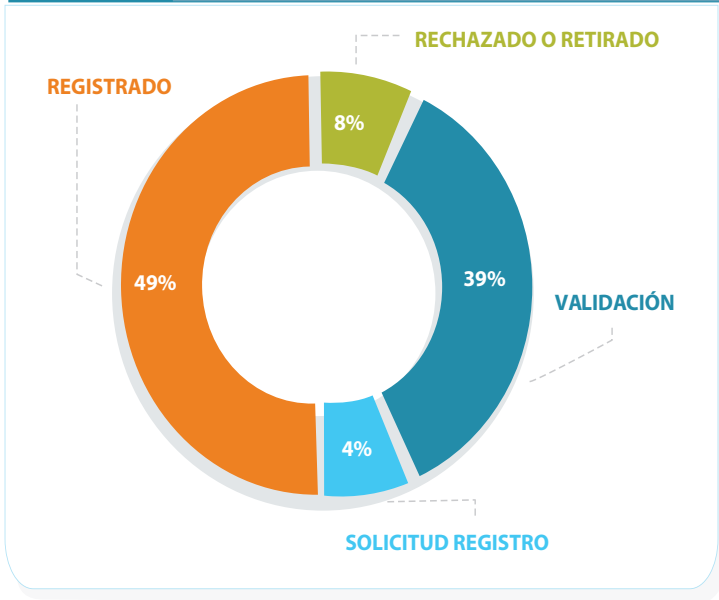


FIG. 4.18 Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a la potencia.

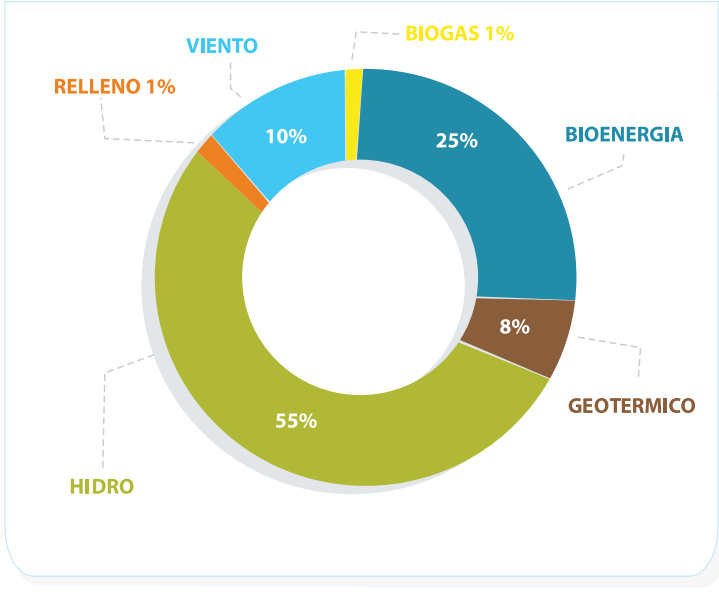


FIG. 4.17 Distribución de proyectos renovables de Centroamérica por tipo.

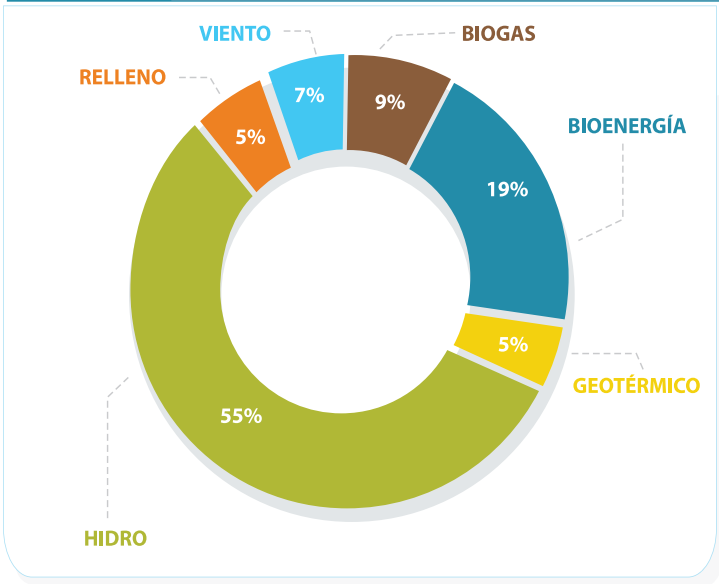
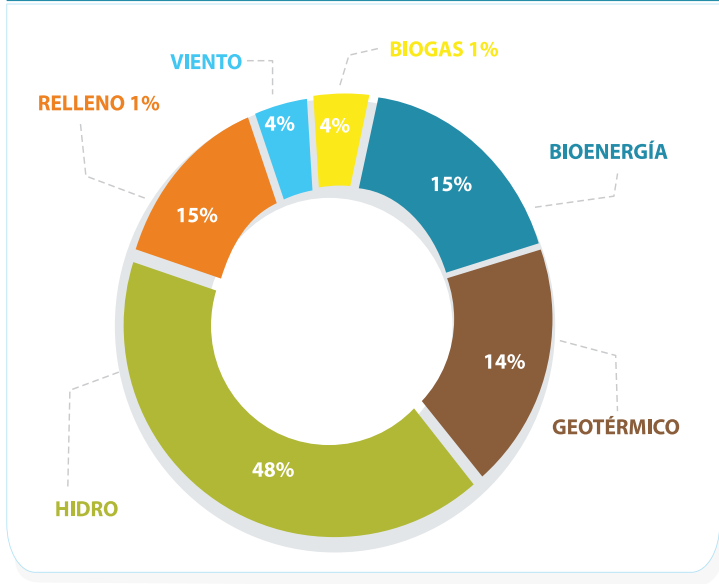


FIG. 4.19 Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a los CER's planeados.



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.

4.6.4. El MDL en Guatemala.

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

TABLA 4.20		Base de información de los proyectos presentados por Guatemala ante el proceso MDL. No incluye los proyectos de rellenos sanitarios de solo captura y destrucción de metano						
Nombre	Estado	Tipo	Sub-tipo	2012 ktCO2	2020 ktCO2	kCERs "issue"	Potencia MW	
PH Montecristo	Rechazado	Hidro	Filo de agua	198	480		13.1	
Proyecto de Cogeneración Ingenio Magdalena	Rechazado	Biomasa	Bagaso	1119	2287		116.5	
PH Candelaria	Registrado	Hidro	Filo de agua	114	265		4.3	
PH Las Vacas	Registrado	Hidro	Represa	813	1537		45.0	
PH Matanzas	Registrado	Hidro	Filo de agua	254	672	183	11.7	
PH San Isidro	Registrado	Hidro	Filo de agua	141	248	64	3.9	
PH El Canadá	Registrado	Hidro	Filo de agua	1089	2029	397	43.0	
Proyecto Geotérmico Amatitlán	Registrado	Geotermia		419	1001		25.2	
PH Xacbal	Registrado	Hidro	Filo de agua	1012	3506		94.0	
Biogás del efl. planta palma aceitera	Registrado	Biogás		143	387		3.2	
PH Río Hondo II	Validación	Hidro	Represa	537	1383		32.0	
Proyecto de Cogeneración Ingenio Trinidad	Validación	Biomasa	Bagaso	125	322		16.0	
PH Tres Ríos	Validación	Hidro	Nueva	595	1787		50.0	
PH Santa Teresa	Validación	Hidro	Filo de agua	146	439		16.0	
Proyecto de Gas de relleno Zona 3	Validación	Relleno		689	1591		3.0	
Proyecto de gas de relleno AMSA	Validación	Relleno		164	491		1.0	
Proyecto de Biogás Olmecca III, Tecún Uman	Validación	Biogás		149	449		2.1	

Guatemala ha presentado 17 proyectos a marzo 2009, de los cuales 8 ya se encuentran registrados y representan un valor importante de 480 MW de potencia instalada, habiendo entregado ya 644 ktCO₂e en total. En Guatemala, la distribución de proyectos por tipo esta diversificada, sin embargo, predominan y han tenido un éxito relativo los proyectos hidroeléctricos, representando más del 50%.

Dada la carencia de información de portafolios, el grupo consultor ha recopilado a través de consultas a actores del MDL de Guatemala el siguiente portafolio de proyec-

tos de generación de energía renovable (Tabla 4.21) que han manifestado su interés en el MDL.



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

Proyecto	Desarrollador	Capacidad / Potencia (MW)	Estatus
PH La Perla		5	En PDD / financiam. BCIE
Hydropower SDMM		3	En Pdd / financiam. BICIE
P. Eólico Viento Blanco		21	PIN en realizac / financiam. BCIE
2PH grandes de ENEL	Hidroeléctrica La Mora	ND	One Carbon

4.6.5. Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable Guatemala

Aún cuando en número total de proyectos, Guatemala cuenta con cerca del 25% de todos los proyectos MDL de la región centroamericana, este número es muy bajo comparado con respecto a los países “bandera” para el MDL de la región latinoamericana. Se pueden extraer algunas conclusiones sobre el clima de desarrollo MDL en el país:

- Guatemala cuenta con la institucionalidad así como un esquema aprobatorio mínimo pero necesario para la otorgación de las 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.
- Los procedimientos de aprobación nacional dan un rol importante a la proactividad de los desarrolladores y proponentes de actividades de proyecto MDL, al permitir el uso de declaraciones juradas en distintos aspectos del proceso.
- 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 no está explícitamente descrita en los procedimientos nacionales, pero la práctica local es muy semejante a la observada en otros países en vías de desarrollo, es decir a través de la existencia de una lista positiva de aprobación, en la que generalmente se coloca con alta prioridad a los proyectos de energía renovable.
- La consideración de consultas específicas a actores locales no es parte explícita del proceso de aprobación nacional, más sin embargo la DNA local de Guatemala ha participado y apoyado el desarrollo de consultas locales de actores interesados en casos que así sean considerados. De la misma manera y en forma implícita, existe la tendencia de crear conciencia en los desarrolladores de proyectos de que los proyectos que van al MDL deben invertir algunos montos en obras de beneficio comunitario. En el caso específico de los proyectos hidroeléctricos, el fondeo MDL es muy importante para los desarro-

lladores en el manejo de los temas sociales relativos a la percepción comunitaria de la hidroelectricidad especialmente en zonas privadas de acceso a servicio energético, que es adonde en general se sitúan estos proyectos hidro; lográndose entonces un interesante “ganar-ganar” entre los objetivos globales medioambientales y los objetivos sociales a nivel local.

- El desarrollo de proyectos MDL en Guatemala está claramente centrado en proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Existen dos tipos principales de desarrollos: proyectos de generación interconectada y proyectos de desarrollo de energía eléctrica en aplicaciones cautivas especialmente en la agroindustria. 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. No obstante se sigue notando que existe concentración de uso de MDL en proyectos hidroeléctricos, que es un reflejo de la senda tecnológica del sector en el país. Se nota poco desarrollo MDL para proyectos hidroeléctricos o de tecnología renovable en escalas menores a los 15 MW. Podría ser útil el desarrollo de programas de actividades MDL para facilitar el accionar MDL en estas escalas.
- 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 POTENCIA⁷¹.

En esta sección se presentan proyectos de energía renovable de hasta 10 MW identificados en Guatemala, correspondientes al sector privado. Se presentan 3 grupos de proyectos dentro de esos parámetros:

- Centrales eléctricas en operación.
- Centrales eléctricas en construcción.
- Proyectos

Los proyectos que se ubicaron en la categoría de “etapa final” son aquellos que están en proceso de cierre financiero, o próximos a iniciarlo, y en proceso de negociación de venta de la energía. Los proyectos ubicados en la categoría “intermedia” son aquellos que están en proceso de diseño básico, que se encuentran cotizando construcción y empezando a analizar opciones de venta de energía. Los proyectos ubicados en la categoría de “preliminar” son aquellos en etapa de registro, sin estudio de impacto ambiental, sin registro de interconexión y sin financiamiento definido. Todo esto de acuerdo al criterio del analista consultado.

Es considerable la cantidad de proyectos de energía renovable menores a 10 MW identificados en Guatemala, tanto en operación como en diferentes etapas de desarrollo. Merece ser destacada la existencia de un proyecto geotérmico de pequeña escala en operación. Las 11 pequeñas centrales en operación tienen una capacidad conjunta de 48.4 MW y representan un 2.2 % de la capacidad del SIN. Hay una pequeña central hidroeléctrica de 1.2 MW en construcción, y un total de 30 proyectos en diferentes etapas de desarrollo con una capacidad conjunta de 86 MW.

Si todas las centrales menores a 10 MW que se encuentran hoy en día en construcción o haciendo sus trámites, estuvieran en operación, las centrales renovables menores representarían un 5.9% de la capacidad instalada total.

Es importante destacar que las listas de proyectos que se presentan en esta sección no pretenden ser exhaustivas, sino más bien ilustrativas.

TABLA 5.1 Proyectos de energía renovable < 10 MW de potencia

Nombre proyecto	Tipo	Cap. MW	Empresa
EN OPERACIÓN			
Río Bobos	Hidro	10.00	n.d.
Tululá	Bagazo	9.95	n.d.
Poza Verde	Hidro	9.60	n.d.
Trinidad	Bagazo	7.20	n.d.
Palín II	Hidro	5.00	n.d.
Hidroeléctrica Candelaria	Hidro	5.00	Hidroeléctrica Candelaria, S. A.
San Isidro-Chilascó	Hidro	4.00	TECNOGUAT, S.A.
Calderas	Geotermia	2.70	n.d.
El Porvenir	Hidro	2.30	Empresa de Generac de Energía Eléctrica del INDE
El Salto	Hidro	2.00	n.d.
Chichaic	Hidro	0.60	Empresa de Generac de Energía Eléctrica del INDE
SUMA	11	48.40	
EN CONSTRUCCIÓN			
Hidroeléctrica Los Cerros	Hidro	1.20	ENASA, Energía Nacional, S. A.
SUMA	1	1.20	

⁷¹ La lista de proyectos en operación fue elaborada con información contenida en el documento „Planes de Expansión. Sistema Eléctrico Guatemalteco. Una Visión de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas – Comisión Nacional de Energía Eléctrica. La lista de proyectos en construcción y en diferentes etapas de desarrollo fue suministrada por el Director General de Energía del MEM. Con la colaboración de un analista del sector eléctrico guatemalteco se asignaron los grados de avance de estos proyectos en desarrollo.

Proyectos de energía renovable < 10 MW de potencia

Nombre proyecto	Tipo	Cap. MW	Empresa
ETAPA FINAL			
Hidroeléctrica la Esmeralda	Hidro	5.00	Carlos Ardebol
	Hidro	5.00	n.d.
Hidroeléctrica Río Polochic	Hidro	2.30	Universal Automotriz, S.A.
Hidroeléctrica Luarca	Hidro	0.18	Carlos Efraín Sandoval Castillo
SUMA		4	12.48
ETAPA INTERMEDIA			
Hidroeléctrica Ixpil	Hidro	5.00	Agroindustrias El Niágara, S.A
Hidroeléctrica San Juan	Hidro	5.00	SINERGICA, S. A.
El Nacimiento II	Hidro	4.80	Prods Centroamericanos y del Caribe, S. A.
Hidro Chicaman	Hidro	4.50	Krup, S. A.
Hidroeléctrica Metapa	Hidro	4.00	Hidromet, S.A.
Hidroeléctrica Río Calmo	Hidro	4.00	Fuerza Hídrica S.A.
Hidroeléctrica San Isidro	Hidro	4.00	Bonafe, S.A.
Jones Falls	Hidro	3.50	ELECTRORIENTE, S.A..
Hidroeléctrica Mopá	Hidro	1.50	METALISTICA, S. A.
Hidroeléctrica El Vergel	Hidro	1.25	Fausto Scheel Aguilar
Hidroeléctrica Quebrada Sequib	Hidro	1.18	Universal Automotriz, S.A.
Vision del Aguila	Hidro	1.00	Ruben Dario de Jesus Ramirez Fontana
SUMA		12	39.73
ETAPA PRELIMINAR			
Benditas Aguas que Iluminan	Hidro	5.00	Ruben Dario de Jesus Ramirez Fontana
Hidroeléctrica Montemaría	Hidro	4.80	Aguas Ecologicas de Guatemala, S. A.
Hidroeléctrica la Abundancia	Hidro	4.50	TRITURADOS NACIONALES, S. A.
El Nacimiento I	Hidro	4.40	Productos Centroamericanos y del Caribe, S. A.
Hidroeléctrica Santa Fe	Hidro	3.50	Mangales, S.A.
Santa Anita	Hidro	2.50	Carmen Fabiola Escamilla Castillo
Hidroeléctrica SDMM	Hidro	2.15	HIDROPOWER, SDMM, S.A.
Hidroeléctrica Ixtalito	Hidro	2.00	IXTAL, S.A.
Santa Bárbara	Hidro	2.00	Arturo Rodriguez Aguilar
La Vega	Hidro	1.64	Ilexcom, S.A.
Hidroeléctrica las Pacayas	Hidro	1.00	David Garrido Montenegro
Hidroeléctrica San Francisco	Hidro	0.40	Industria Agrícola Loma Azul, S. A.
SUMA		12	33.89



6. LA BANCA GUATEMALTECA Y LA ENERGÍA RENOVABLE

La primera sección de este capítulo inicia con un análisis del sistema bancario guatemalteco, 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 guatemalteca 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 abril de 2009 con representantes de seis de los principales bancos guatemaltecos. 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 tomando en cuenta el criterio de representantes del sector de generación con respecto a las instituciones más afines al sector. También se utilizó el criterio de tamaño de los bancos, 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 guatemalteco, conformado por 19 bancos comerciales, se caracteriza por bancos, mayoritariamente privados, de capital guatemalteco y de buen tamaño. Tres de los bancos del sistema superan los US\$3 mil millones en activos, y hay otros dos bancos con más de US \$1 mil millones en activos. El Banco de Crédito Hipotecario Nacional es enteramente estatal. Además, el Estado tiene participación en el Banco de los Trabajadores y en el Banco de Desarrollo Rural ⁷² Si bien la banca internacional y regional ha incursionado en este mercado, su participación sigue siendo baja. Los bancos de capital guatemalteco poseen el 89% de los activos de la banca comercial guatemalteca. Los procesos de fusión más importantes que se han dado han sido entre bancos de capital local.

En Guatemala se da el fenómeno de los “bancos fuera de plaza” o bancos “off-shore”. Estos forman parte de grupos financieros locales, y son un complemento al negocio bancario que realizan esos grupos a través de los bancos locales. Al ser parte de grupos financieros locales, están sujetos a supervisión local. Es inherente a la banca fuera de plaza el estar domiciliados en jurisdicciones que proporcionan tanto a banqueros como a sus clientes ventajas desde el punto de vista fiscal, de confidencialidad, de seguridad, y además ausencia de políticas monetarias. A pesar de estar domiciliados “fuera de las plaza”, estos bancos han jugado un papel importante, ya que sus clientes, tanto pasivos como activos están ubicados, en su gran mayoría, en Guatemala. Es importante destacar, además, que estos bancos están empezando a ser utilizados como mecanismos para incursionar en otros países de la región. También

⁷² Superintendencia de Bancos de Guatemala, comunicación personal.



el segmento de los bancos fuera de plaza se caracteriza por ser mayoritariamente de capital guatemalteco. Cuatro de los seis bancos de esta categoría, y además los mayores, están asociados a grupos financieros de capital local. El sistema bancario se encuentra bajo la supervisión de la Superintendencia de Bancos⁷³.

Presenta el número de entidades en cada categoría, así como el total de activos que, según datos de la Superintendencia de Bancos de Guatemala reflejaba cada categoría al cierre de diciembre de 2008. Las cifras están expresadas en moneda local y en dólares.

La Tabla 6.1 presenta en forma resumida la conformación del sistema bancario guatemalteco.

	Nº entidades	Total de activos, millones		%
		Moneda Local	US\$	
Bancos comerciales privados	16	100,002	\$12,851	65.8%
Bancos estatales	3	30,776	\$3,955	20.3%
Bancos fuera de plaza	7	21,095	\$2,711	13.9%
TOTAL		151,873	\$19,517	100.0%
Bancos de capital extranjero	6	14,807	\$1,903	
Banco más grande del país (por activos)	Industrial	36,118	\$4,641	

*1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia del Sistema Financiero

La Tabla 6.2, que se presenta adelante, muestra la lista de bancos que operan en el mercado guatemalteco. El orden en que aparecen los bancos obedece al tamaño de su activo (dic-08). Se presentan además las cifras de patrimonio.

Hay que destacar el peso relativo de los 5 principales bancos (Industrial, G&T Continental, De Desarrollo Rural, Agromercantil y Citibank), todos ellos con más de US\$ 1,000 millones en activos, y los cuales en conjunto representan un 79% de los activos de todos los bancos. Y de particular relevancia, los tres primeros bancos que representan el 66% de los activos del sistema bancario guatemalteco. El Banco Industrial, el más grande del país, controla el 27.6% de los activos totales.

⁷³ <http://www.sib.gob.gt/>



TABLA 6.2 Bancos de Guatemala Tamaño por activos y patrimonio

Bancos	Activos \$	Activos %	Patrimonio \$	Exposición máxima \$
Industrial	4,641.5	27.6%	433.44	65.0
G&TContinental	3,300.2	19.6%	315.82	47.4
De Desarrollo Rural	3,145.6	18.7%	335.85	50.4
Agromercantil	1,196.9	7.1%	102.56	15.4
Citibank de Guatemala	1,157.2	6.9%	144.56	17.8
Reformador	997.6	5.9%	100.28	15.0
De los Trabajadores	534.5	3.2%	87.87	13.2
De América Central	501.8	3.0%	49.72	7.5
Internacional	422.8	2.5%	33.36	5.0
Crédito Hipotecario Nacional	274.9	1.6%	40.99	6.1
De la República	129.7	0.8%	15.06	2.3
Inmobiliario	118.8	0.7%	9.62	1.4
Privado para el Desarrollo	92.4	0.6%	10.36	1.6
De Antigua	77.5	0.5%	4.96	0.7
Azteca de Guatemala	74.0	0.4%	10.53	1.6
De Crédito	60.4	0.4%	14.18	2.1
Vivibanco	46.1	0.3%	10.11	1.5
Americano	34.3	0.2%	6.37	1.0
TOTAL	16,806.0	100.0%	1,725.63	

* 1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Bancos de Guatemala.

*2. Ordenados de acuerdo a activos totales, de mayor a menor. No incluye bancos fuera de plaza.

*3. Exposición máxima es el monto máximo que un banco puede prestar a una sola persona física o jurídica, según Artículo 47 de Ley de Bancos y Grupos Financieros.

*4. Cifras en millones de US\$.

*5. Las cifras consignadas para Citibank de Guatemala incluye los activos y el patrimonio de Citibank NA Suc. Guatemala

La exposición máxima (o capacidad de financiamiento) 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 que establece el Artículo 47 de la Ley de Bancos y Grupos Financieros⁷⁴, el cual indica que los bancos y las sociedades financieras no podrán efectuar operaciones que excedan el 15% del patrimonio computable a una sola persona individual o jurídica. 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 al "patrimonio computable".

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

guatemalteca en años anteriores (Ver Cuadro 6.3). Sin embargo, tanto a nivel de activos como de cartera de crédito, el sector siguió creciendo durante 2008

TABLA 6.3 Bancos de Guatemala Evolución de activos y carteras de crédito

	dic-06	dic-07	dic-08
Activos totales	13,759	15,515	16,806
Cartera de créditos	6,667	9,040	9,616
Crecimiento			
Activos totales		12.8%	8.3%
Cartera de crédito		35.6%	6.4%

* 1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Bancos de Guatemala

* 1 Cifras en millones de US\$

⁷⁴ Ley de Bancos y Grupos Financieros, Decreto No. 19-2002, del 29 de abril de 2002.
<http://www.banguat.gob.gt/leyes/2002/bancos.pdf>

Aproximadamente una tercera parte de la cartera de créditos de los bancos guatemaltecos está denominada en dólares. Un tipo de cambio estable a lo largo de los últimos años, y diferencias importantes entre las tasas activas en moneda local y moneda extranjera explican la utilización de préstamos en moneda extranjera.

El análisis de la figura lleva a las siguientes conclusiones: Las tasas de interés, tanto en moneda nacional como en moneda extranjera han mostrado un comportamiento relativamente uniforme desde inicios de 2006 hasta mediados del 2008. A partir del inicios del 2008, se nota un incremento cercano a un 1% en ambos casos.

TABLA 6.4 Bancos de Guatemala
Cartera de crédito, por moneda (\$)

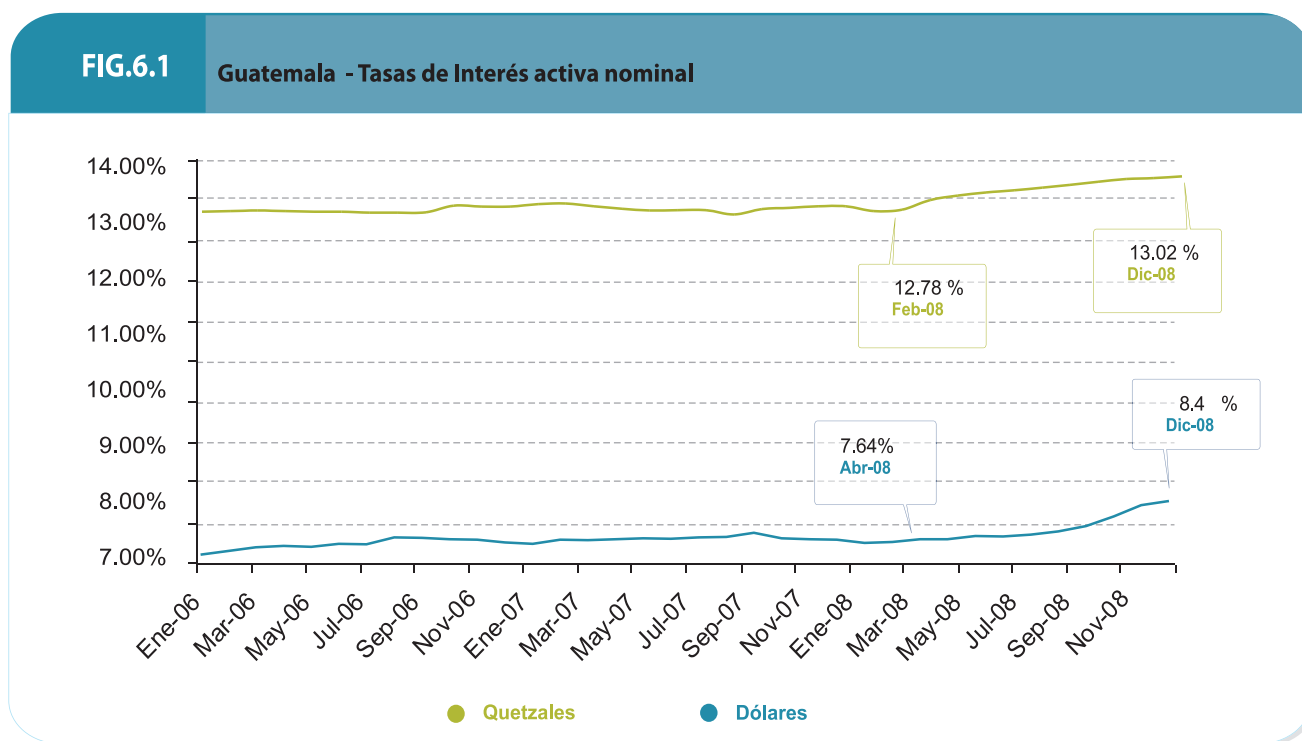
	dic-07	dic-08
Moneda Local	66.8%	66.4%
Moneda Extranjera	33.2%	33.6%

* 1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Bancos de Guatemala

La Figura 6.1⁷⁵ (ver adelante) muestra el comportamiento (promedios ponderados) de las tasas activas y pasivos, tanto en moneda nacional como en moneda extranjera, para los años 2006 a 2008.

Este incremento resulta de las limitaciones en la obtención de líneas de crédito y en la mayor dificultad para captar recursos.

Las tasas de interés activas en moneda extranjera 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 guatemalteco.



⁷⁵ Gráficos de elaboración propia, con datos del Banco de Guatemala. <http://www.banguat.gob.gt>



6.2 La banca guatemalteca y los proyectos de generación eléctrica.

El contenido de la presente sección se elaboró con base en las entrevistas con representantes de 6 de los principales de Guatemala. La muestra incluyó a cuatro bancos con activos superiores a US\$1 mil millones, y dos bancos con activos entre US\$500 y US\$1 mil millones. Las personas entrevistadas ocupan puestos a nivel gerencia o subgerencia en las áreas de crédito, negocios, de banca corporativa, análisis de crédito y finanzas. Es importante destacar que durante las entrevistas las personas entrevistadas mantuvieron estricto apego al principio de confidencialidad, por lo que aspectos tales como la participación en proyectos específicos, fueron tratados en forma genérica y general.

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.

Se puede concluir del análisis presentado en la primera sección que existe en la banca guatemalteca suficiente capacidad para financiar proyectos de energía de pequeña escala (menores a 10 MW), cuya inversión total se estima que puede alcanzar los US\$30 millones⁷⁶, y aún mayores. Además, se pudo comprobar durante las entrevistas con ejecutivos bancarios la relevancia que se le asigna al sector eléctrico y la experiencia resultante de su participación en proyectos de diferentes tamaños.

La participación en el financiamiento a este sector ha sido liderada por los bancos más grandes de la plaza, los cuales frecuentemente convocan a otros bancos a participar en financiamientos sindicados. De esta forma se abren espacios para que participen bancos de menor capacidad, o con menos experiencia en el sector.

De las entrevistas queda muy claro que un aspecto cen-

tral en el análisis de una propuesta de financiamiento para proyectos de energía renovable serán los atributos del promotor del proyecto. Se valorará su capacidad de ejecución, demostrada ya sea en proyectos de energía o en otros proyectos de inversión de envergadura, y su solvencia económica para cumplir con su proporción de aporte de capital, y para cumplir con eventuales sobre costos. Proyectos planteados por grupos empresariales fuertes y de trayectoria tienen mayores posibilidades de satisfacer estos requerimientos. Empresas más pequeñas, sin el debido respaldo y trayectoria, encontrarán mayores dificultades de asegurar el financiamiento para sus proyectos. La valoración de los atributos del promotor del proyecto está estrechamente ligada a la valoración de las garantías aportadas para el financiamiento.

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

Cuatro de los seis bancos visitados (Industrial, G&T Continental, Reformador y Agromercantil) indicaron haber participado en financiamientos de proyectos de generación eléctrica de diferentes tamaños, tanto de fuentes renovables como no renovables. En uno de los bancos, cuyo enfoque tradicional ha sido la banca de personas, se comentó que el nuevo planteamiento estratégico del banco contemplaba una mayor participación en la banca corporativa, y dentro de esta, un interés en el sector eléctrico. Este banco ya inició el análisis de un proyecto de generación. Merece mención especial el conocimiento del sector que evidenciaron los representantes de los bancos, principalmente los de los bancos más grandes. Es evidente que este conocimiento está fundamentado en participación de primera mano en proyectos eléctricos.

Relación deuda a capital accionario: La tendencia de la banca guatemalteca, según lo manifestado durante las entrevistas, es requerir de los promotores del proyecto un aporte no menor al 30% de la inversión total proyectada. A pesar de la crisis financiera, no se percibieron cambios importantes en este parámetro, que es el que se ha considerado la norma a lo largo de los últimos años.

Monto de los préstamos: El sistema bancario guatemalteco tiene capacidad para financiar los proyectos dentro del rango relevante para este estudio (hasta 10 MW) Para los proyectos en la parte alta de este rango, la sindicación va a ser norma.

Moneda: Siendo que los contratos de venta de energía (PPA's) y los precios en el mercado eléctrico de Guatemala se establecen en dólares, es práctica común en la banca guatemalteca el otorgar financiamiento en esa misma moneda.

⁷⁶ El monto de US\$ 30 millones se fundamenta en un supuesto muy conservador de US\$ 3 millones por MW instalado.



Tasas de interés: La fijación de tasas en los préstamos en moneda extranjera guarda muy poca relación con las tasas de interés de referencia internacional (Libor o Prime). Aún en aquellos casos en que los contratos de crédito mencionen dichas tasas internacionales, es usual la utilización de “pisos” en la tasa, que impiden que la misma llegue por debajo de cierto nivel. Es práctica común que se estipule una tasa variable, y que los ajustes periódicos los establezca el banco, de acuerdo a condiciones de mercado.

De las entrevistas realizadas se desprende que las tasas probables para proyectos de inversión de largo plazo, de acuerdo a condiciones actuales de mercado, se ubiquen en un rango de 9 a 11% para financiamientos en dólares y del 12 al 14% para financiamiento en quetzales.

Plazo y período de gracia: La práctica normal en el mercado, de acuerdo a las entrevistas, es conceder un plazo total de 8 a 10 años, el cual incluye un período de gracia de 2 a 3 años.

Garantías: Hubo coincidencia entre las personas entrevistadas con respecto a la dificultad de financiar proyectos donde las únicas garantías son los flujos esperados, y las garantías propias del proyecto. Es evidente que la banca entiende los distintos tipos de riesgo (técnico, financiero, ambiental y regulatorio) asociados a los proyectos de generación. Por lo tanto, es común el que se requieran garantías adicionales.

Se manifestó preferencia por la utilización de la figura del fideicomiso al cual se traspasa la propiedad de los activos del proyecto, así como los derechos de los contratos de construcción, de venta de energía y de operación y mantenimiento. En estos casos, pasa a ser responsabilidad del fideicomiso la administración de los flujos del proyecto y el establecimiento de cuentas de reserva. También hubo coincidencia en que un mecanismo de garantías parciales de crédito puede ser un instrumento de utilidad para proyectos donde no hay garantías adicionales. Sin embargo, hubo manifestaciones en el sentido de que el mecanismo de garantías no debe resultar en una reducción del requerimiento de aporte de capital de los desarrolladores del proyecto, y en una presión excesiva sobre los flujos de caja del proyecto.

Por otro lado, como ya se indicó, la valoración de las garantías estará muy ligada a la valoración de los atributos del promotor del proyecto, y de elementos tales como solidez de contratos de venta de energía (PPA) y de los contratos de construcción (EPC) y la capacidad de quien vaya a asumir la responsabilidad de la operación y mantenimiento del proyecto.

Barreras percibidas por los bancos

Las preocupaciones sociales y comunitarias con respecto a la instalación de centrales hidroeléctricas es una barrera identificada por la banca guatemalteca, requiriéndose de los grupos desarrolladores meca-

nismos de mitigación de riesgo con respecto a este factor.

La capacidad de ejecución de algunos desarrolladores es una limitante importante. Esto antes que nada por la dificultad técnica y la magnitud de las inversiones, aún en los proyectos pequeños.

Requisitos para el otorgamiento de préstamos.

De las entrevistas con funcionarios bancarios, surgieron los siguientes requisitos que deberían estar presentes en una solicitud de financiamiento para un proyecto de generación. Lo que se anota a continuación no debe considerarse como una lista formalmente establecida, sino más bien como aspectos que se mencionaron durante las entrevistas y que con toda seguridad facilitarían la negociación con los bancos.

- Perfil del proyecto completo.
- Trayectoria y experiencia de los dueños del proyecto.
- Trámite de permisos, licencias de construcción y estudio de impacto ambiental concluido.
- Verificación de aspectos técnicos (hidrología, diseño, etc.) por parte de terceros, independientes.
- Contrato de construcción (EPC) con firma constructora de experiencia
- Contrato de compra de energía (PPA) que abarque, si no la totalidad de la energía proyectada, una proporción suficiente para cubrir el servicio de la deuda. Se manifestó preferencia por PPA's suscritos con las distribuidores, sobre contratos suscritos con grandes consumidores.
- Capacidad de los socios para cubrir el aporte de capital requerido y eventuales sobre costos.

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.

Otros aspectos relevantes:

- La actual crisis financiera internacional ha resultado no sólo en restricciones a la liquidez de los mercados, sino también en un incremento de los estándares de evaluación de las propuestas, y en una mayor cautela a la hora de otorgar financiamiento.
- De acuerdo a lo manifestado en las entrevistas, los bancos guatemaltecos no tienen acceso a líneas de crédito específicas para el financiamiento de proyectos de energía.
- Una vía de completar el capital (“equity”) que requieren los bancos puede ser la incorporación de financiamiento tipo “mezanine” dentro de la estructura financiera del proyecto. Si bien estos



mecanismos han demostrado ser efectivos, son bastante escasas las fuentes de este tipo de financiamiento en la región. A los ojos de la banca, los instrumentos “mezanine” pueden ser computados dentro del componente de “equity” en la medida en que esté muy claramente definida su subordinación a la deuda principal.

- Una opción que debe ser explorada en conjunto entre desarrolladores y bancos es la utilización de líneas de crédito de apoyo a las exportaciones (ECA) de las que disponen los principales países industrializados. La participación de los desarrolladores debe darse durante el proceso de negociación con posibles suplidores de equipo para sus proyectos.
- Se constató interés en dos de los bancos consultados por analizar oportunidades de negocios con otro tipo de actores, como las municipalidades.

6.3 Conclusiones.

La banca guatemalteca presenta antes que nada un claro carácter local. La banca internacional mantiene una participación baja en este mercado. Es una industria madura y consolidada, en la cual los bancos más grandes de la plaza han iniciado un proceso de internacionalización hacia afuera, adquiriendo o estableciendo instituciones financieras en otros países de la región.

La banca de este país ha sabido acompañar con interés el proceso de expansión del sector eléctrico guatemalteco, y ha desarrollado las habilidades requeridas para entender el funcionamiento y evaluar los riesgos propios de un mercado eléctrico en libre competencia. Dada la magnitud de las inversiones en proyectos eléctricos, no debe sorprender que este proceso haya sido liderado por los bancos más grandes del país, los que a su vez concentran buena parte del conocimiento y la experiencia en el tema.

Los proyectos eléctricos en los que ha participado la banca de este país varían en cuanto a su tecnología (térmica y renovable), y en tamaño. La participación en proyectos más grandes ha requerido del desarrollo de estructuras financieras más complejas, y ha establecido como práctica frecuente la utilización de préstamos sindicados, los cuales le han permitido a otros bancos del país participar en el financiamiento del sector eléctrico. De esta forma se ha ido diseminando el conocimiento (“know – how”) específico.

Se percibe confianza en el funcionamiento del mercado eléctrico de ese país, y en la dinámica que surge de la relación de generadores con los otros agentes de mercado.

La experiencia en el financiamiento de proyectos del sector eléctrico ha llevado a los banqueros guatemalte-

cos al convencimiento de que el análisis de las garantías en un crédito a este sector debe ser integral, y que debe comprender mucho más que la valoración de los activos fijos pignorados. Se asigna mucha importancia a la utilización de mecanismos legales (principalmente fideicomisos) que permitan el control bajo una sola figura de activos fijos y de los contratos, derechos y flujos de efectivo asociados al proyecto. En este particular, la banca del país muestra clara preferencia por aquellos proyectos respaldados por contratos de construcción (EPC’s) suscritos con empresas constructoras de trayectoria, y por contratos de compra y venta formales (PPA). También se asignará mucha importancia al cumplimiento de todas las exigencias legales y ambientales.

Una conclusión que queda respaldada por la consistencia con que se tocó durante las distintas entrevistas es el estrecho ligamen que se establece entre la valoración de garantías y la valoración de los atributos de las personas y empresas que respaldan un proyecto. En ese sentido, se manifiesta una clara preferencia por participar en proyectos promovidos por grupos empresariales con demostrada capacidad de ejecución y con respaldo económico para cubrir la porción de capital (“equity”) requerida, para cubrir los eventuales sobrecostos que surjan durante la ejecución de los proyectos, y para garantizar el repago de las obligaciones en caso de que los flujos del proyecto resulten insuficientes.

Entre los desarrolladores debe haber claridad de que la inversión que hayan hecho en la fase de pre inversión (compras de terrenos, estudios técnicos, diseños, trámite de permisos y licencias, etc.), no alcanzará para cumplir con el aporte de capital que los bancos requieren. Los desarrolladores deben poder demostrar capacidad para cubrir costos de inversión no previstos en el planteamiento original. En este sentido, quienes se vean limitados en estas capacidades, deben tener la habilidad para incorporar desde fases tempranas elementos que soporten su posición patrimonial. Esto puede lograrse mediante la incorporación en sus proyectos de socios capitalistas y/o estratégicos, o mediante la incorporación de elementos de financiamiento mezanine. Operan en la región algunas instituciones, concedoras del sector eléctrico, que pueden suplir este tipo de financiamiento. Sin embargo, su capacidad es relativamente limitada.

Los proyectos más pequeños tendrán mayores problemas para cumplir con los mismos niveles de exigencia en cuanto a requisitos de trámite, técnicos, ambientales y legales. En términos generales, estas exigencias son las mismas (en cuanto a nivel de esfuerzo y costo) para proyectos grandes o pequeños. Todos estos son costos en buena medida fijos, por lo que en el caso de los proyectos pequeños elevan la inversión total por unidad productiva (MW) y comprometen su viabilidad.



El trabajo de campo también permite concluir que habrá una acogida positiva a un mecanismo de garantías parciales de crédito en los términos planteados por el Proyecto ARECA, pero que su utilización quedará circunscrita a los proyectos de menor capacidad (menor a 3 MW). Además, se manifestaron comentarios en el sentido de que su utilidad dependerá del costo asociado al mecanismo, y de los trámites que involucre la utilización del mecanismo. También se puede concluir que los términos de plazo planteados para el mecanismo de garantía (un año, renovable), pueden ser vistos como una limitante, y que la flexibilización en el plazo para que abarque el período de construcción de los proyectos aumentará su utilización.

También cabe destacar el interés manifestado por algunos banqueros en el desarrollo de un mecanismo de garantía que se enfoque en cubrir los sobrecostos de un proyecto.

Para poder poner en contexto las tasas de interés que los banqueros guatemaltecos 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, las tasas de interés serán mayores.

TABLA 6.5 Tasas de interés y calificación de crédito país

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Rango de tasas						
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%
Riesgo país	43.00	46.00	33.70	22.00	52.10	58.30



7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

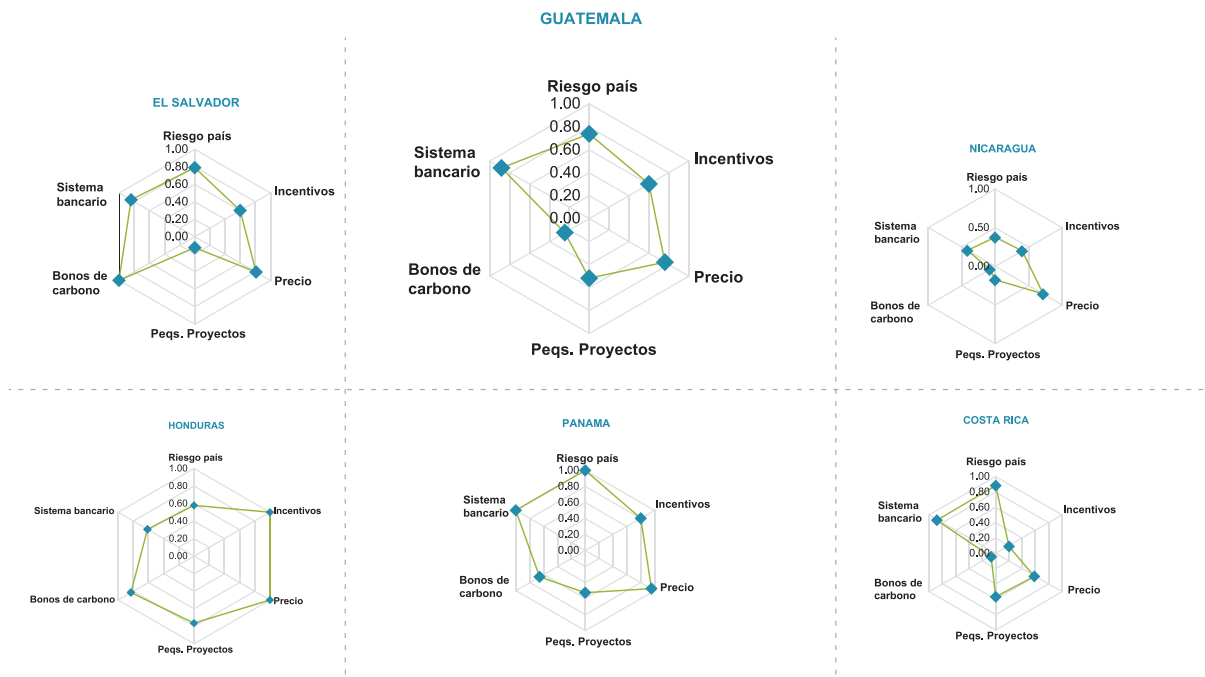
Este documento ha presentado un análisis del mercado de energía renovable, con énfasis en el desarrollo de proyectos en las escalas de hasta los 10 MW, al ser este un objetivo del BCIE y el Proyecto ARECA (actualmente en ejecución por el banco), en pos de acelerar el desarrollo de emprendimientos de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

clusiones específicas para cada uno de los ejes temáticos 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 la valoración dada a los distintos temas orientadores y sus indicadores, que refleja el gráfico para el caso de Guatemala, se puede concluir que el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala presenta retos importantes

La arquitectura del mercado mayorista ofrece algunas oportunidades para desarrollar proyectos pequeños, pero se necesita de un “know how” importante por parte del desarrollador de proyecto para lograr estructurar la comercialización de su energía maximizando los ingresos. Este conocimiento está relativamente concentrado en el país y se requerirá de la creación de nuevas señales de estimulación para acelerar el desarrollo de proyectos de la pequeña escala.

Las señales de precios observadas actualmente en el mercado orientan al desarrollador de proyecto a estructurar proyectos que tengan capacidad de ofertar potencia firme y por tanto la tecnología renovable habilitante actualmente es posiblemente la hidroeléctrica con capacidad de embalse por al menos 4 horas de operación. Existe un interés importante en el desarrollo de proyectos renovables, sin embargo podría existir un faltante de capacidades de desarrollo de proyectos en distintos temas técnicos necesarios para que un proyecto sea “bancable”.

Las anteriores señales contribuyen a que aún cuando el país cuenta con una muy alta base de recursos energéticos renovables, el desarrollo histórico y actual de las pequeñas renovables no sea tan acelerado.

El MDL no ha significado a un nivel macro país, una condición habilitante para acelerar el desarrollo de proyectos, sin embargo al nivel del proyecto específico, las rentas de los bonos de carbono han contribuido a generar ingresos para realizar inversiones sociales y ambientales en comunidades cercanas a los sitios de proyecto.

No pareciera haber brechas fundamentales en las capacidades de la banca del país para actuar en el sector eléctrico y en el financiamiento de proyectos de energía renovable. Sin embargo, para acelerar el número de proyectos que concluyen exitosamente el ciclo de desarrollo y su cierre financiero, se necesitará de acciones de acompañamiento y fortalecimiento de la base patrimonial de las empresas desarrolladoras buscando socios y aliados estratégicos.

Acelerar el desarrollo de pequeñas energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo enfocado para lograr mejorar innovaciones en los esquemas de operación del mercado mayorista o de la generación distribuida. Paralelo a esto será necesario fortalecer el quehacer de nuevos tipos de actores participando en la generación, tales

como municipalidades o asociaciones público / privadas que potencien sus capacidades para lograr que la energía renovable contribuya más significativamente en la matriz de generación del país. No lograr estos entendimientos reafirmará el rol de la “termificación” en el mercado guatemalteco.

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. Apoyar a nuevos actores con potencial de desarrollo de proyectos de energía renovable (como pueden ser municipalidades, cooperativas, asociaciones y actores privados de pequeña escala) que están percibiendo señales de apertura a través de contrataciones en el mercado o de generación distribuida; para que levanten sus capacidades de formulación y estructuración bancable de proyectos a través de una acción sistemática de entrenamiento y acompañamiento. Con esto se busca que se aumente la tasa de proyectos de pequeña escala que logran alcanzar un cierre financiero y su entrada en operación. Entre estas acciones está la diseminación de lecciones aprendidas para comercialización y estructuración de proyectos, incluida una guía de estructuración de contratos de ingeniería-suministro-operación para este tipo de proyectos.
2. Valorar nuevos esquemas regulatorios que permitan a los pequeños proyectos una adecuada participación en el mercado, que por su naturaleza abierta no necesariamente es receptivo o genera señales a los pequeños proyectos. Se deberá dar seguimiento especial a los resultados que se generen de la adopción de la normativa de generación distribuida para determinar si aparecen y se fortalecen las presencias de pequeños proyectos, asistiendo a aumentar la demanda financiera por parte de proyectos en este nuevo segmento de la industria eléctrica en el país.
3. Apoyar a los actores nacionales y empresariales en el entendimiento de las tendencias y acciones relevantes que pueden ser desarrolladas en diversas fases de un proyecto hidroeléctrico para manejar temas de licencia social, contribuyendo así a generar un mejor clima para el desarrollo de este tipo de proyectos, y de la misma manera ofreciendo a la banca elementos de valoración sobre este tipo de asuntos durante las etapas de financiamiento.
4. Gestar mecanismos e instrumentos financieros que permitan apalancar limitantes de estructuración de proyectos de pequeña escala en relación a levantamiento de capital accionario, estructuración de garantías y manejo del riesgo de sobre costos en proyectos renovables de pequeña escala.

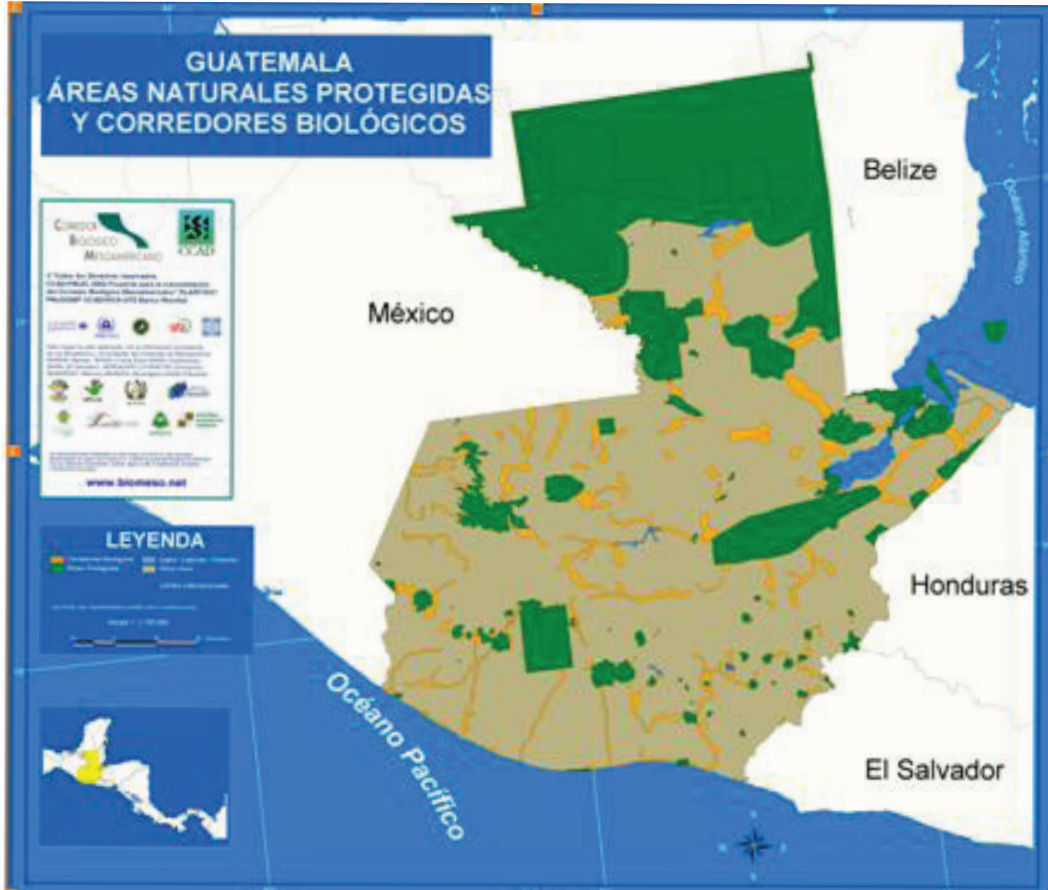


5. Para resolver la barrera enfrentada por muchos desarrolladores de proyectos de energía de pequeña escala, relativa a cumplir con los requerimientos de capital accionario (“equity”), es necesario apoyar decididamente el desarrollo de fondos de inversión o instrumentos similares cuyo fin específico 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. Dentro de este mismo enfoque, se deberían también reforzar las iniciativas que hoy en día ya existen en este particular.

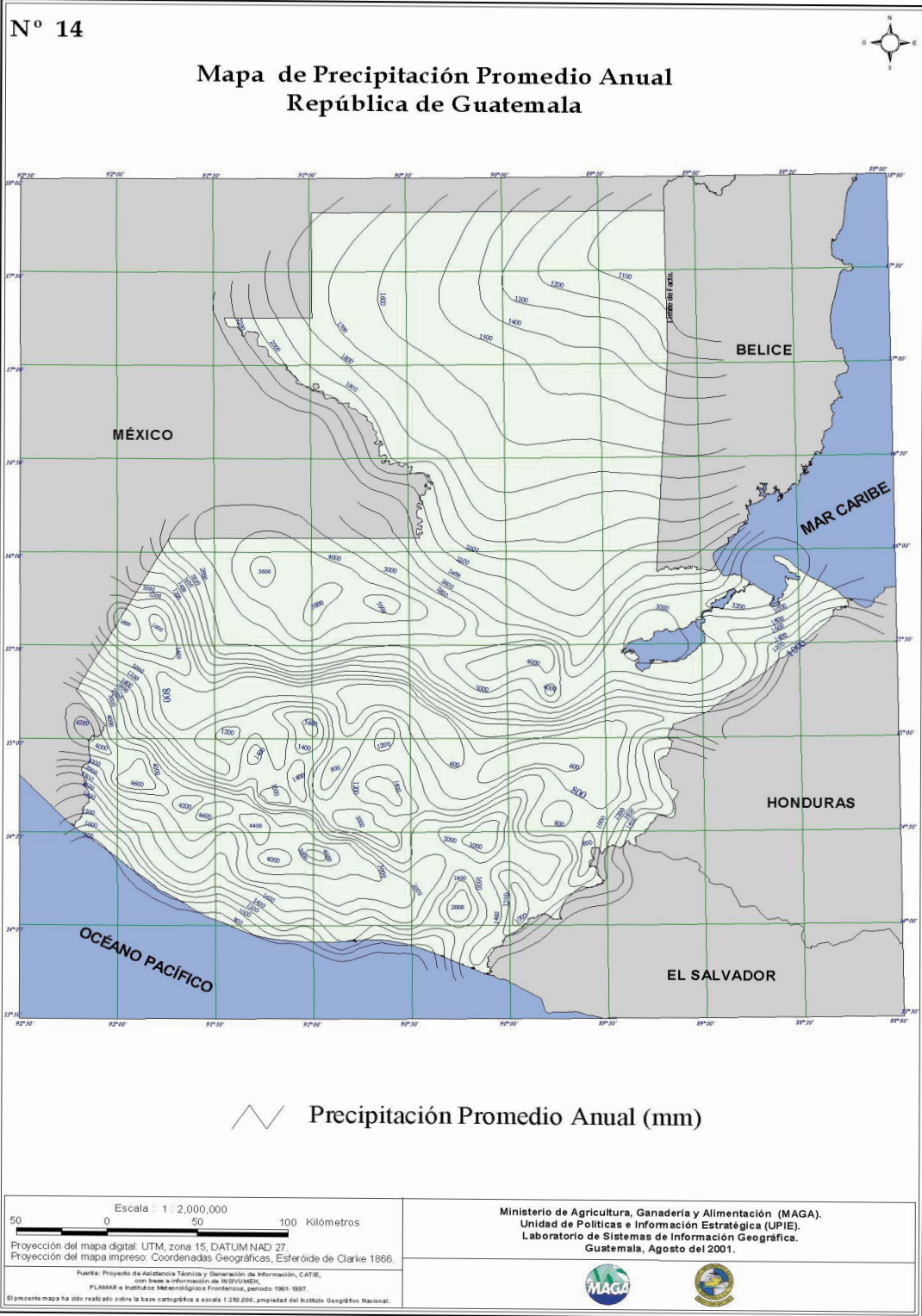


ANEXO 1. Mapas

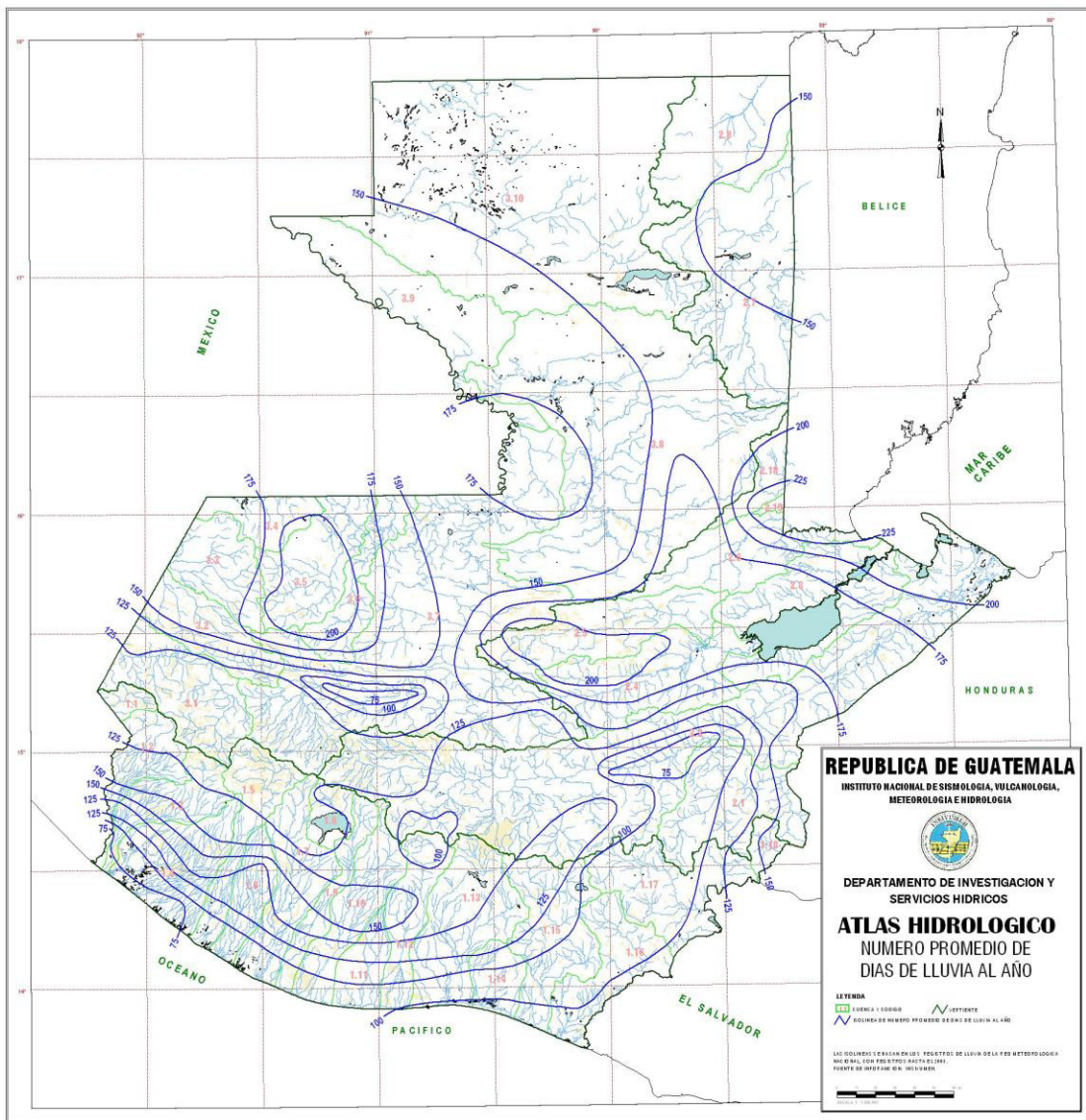
Guatemala, ubicación de zonas protegidas



Guatemala, precipitación promedio anual.



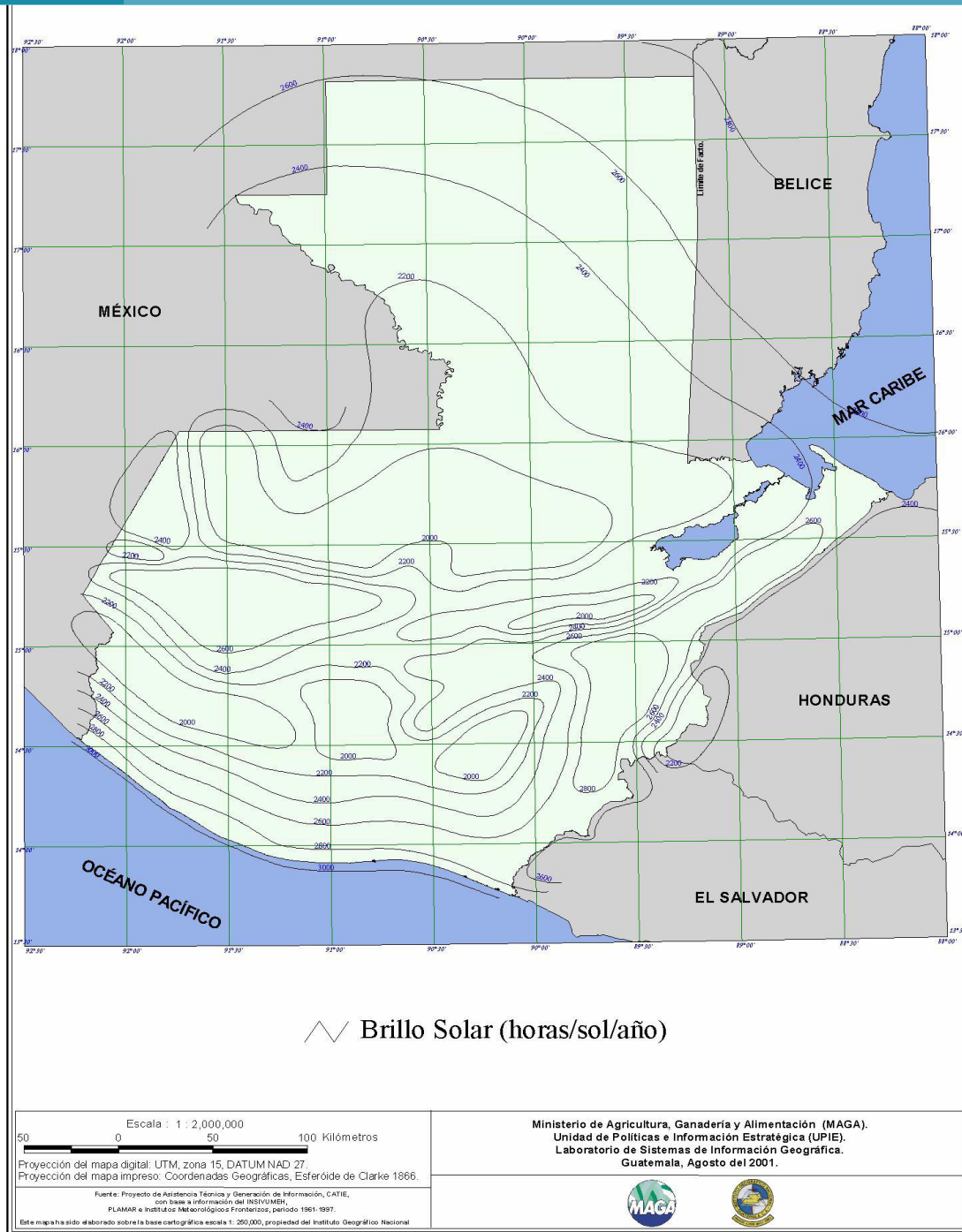
Guatemala, número promedio de días de lluvia al año.



Guatemala, temperatura promedio anual.



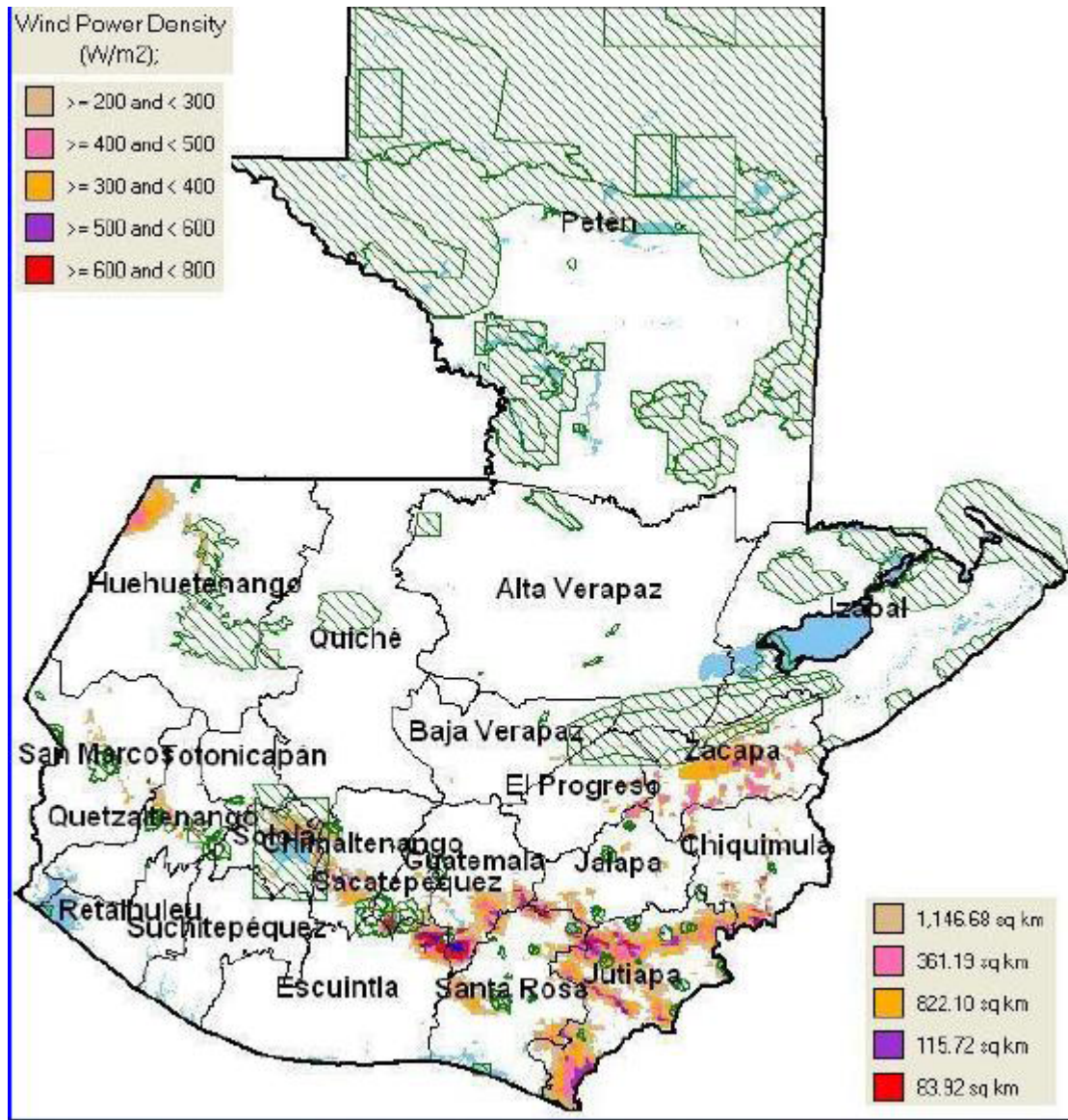
Guatemala, brillo solar.



Guatemala, velocidad del viento.



Guatemala, densidad eólica⁷⁷



⁷⁷ ng. Gustavo Jiménez. Potencial Eólico en Centroamérica. Presentación ante el Foro de la Unión Europea con América Latina en Energías Renovables. Octubre de 2006. Mapa proveniente de SWERA (Solar and Wind Energy Assesment)



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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_J55DI73SVWQ8MG9BLA622YS16UCO2G	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AMS-I.B.	Mechanical energy for the user with or without electrical energy --- Version 10 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_MPT5X3QC5NESZQMY2ELP0MNEU340LJ	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AMS-I.C.	Thermal energy production with or without electricity --- Version 14 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AMS-I.D.	Grid connected renewable electricity generation --- Version 13 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PHPV5WESACMBTJ2YY54GAJYSIEI3HD	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AMS-I.E.	Switch from Non-Renewable Biomass for Thermal Applications by the User --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1

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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4
AM0014	Natural gas-based package cogeneration --- Version 4 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMF11JBT8GJX	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4
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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0024	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants --- Version 2.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVDTIBRH9	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4
AM0025	Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes --- Version 1.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PJSD36RRF6X160A7CSTR7H380XVJTG	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 13: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13
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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IY3QJ5DOHLBPC0514FDE44V5MXIGVB	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0029	Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas --- Version 3 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_I5YH7UTN40J8MGMVX62CGNE0K49Y0	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0042	Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 14: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#14
AM0045	Grid connection of isolated electricity systems --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G006RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0046	Distribution of efficient light bulbs to households --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSNI0K3G	3: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3
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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_TZKHRUTC9Q0MKWSRGYAWVVDOVUV0C	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0049	Methodology for gas based energy generation in an industrial facility --- Version 3 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD2RA5ANXTONRGFTVRF69004Z	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4
AM0052	Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K6O8FI0LEGUEA6EFCI	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0054	Energy efficiency improvement of a boiler by introducing oil/water emulsion technology --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDBBSIWBQ49TMS	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0056	Efficiency improvement by boiler replacement or rehabilitation and optional fuel switch in fossil fuel-fired steam boiler systems --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ9OTPYYVL9O1AUDP7PV1JGX2WBJ	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0058	Introduction of a new primary district heating system --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PX8L7HMDBVY1NCL43IC4V3UR5JUAYY	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0060	Power saving through replacement by energy efficient chillers --- Version 1.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLRC9VIYMZ1BZS0B6KIIQB3	3: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3
AM0061	Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGV1J1GKOE3VL08HLS4WSWLZX53	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0062	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines --- Version 1.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZQK0859	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0067	Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid --- Version 2 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BP1MBB33IL679IUQKPSDBPK	2: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#2
AM0069	Biogenic methane use as feedstock and fuel for town gas production --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ZLLER6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 5: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#5
AM0070	Manufacturing of energy efficient domestic refrigerators --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKN5RGIF0TUMO47IGZIS2	4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4



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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03KUO7LUUX9	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0074	Methodology for new grid connected power plants using permeate gas previously flared and/or vented --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19GOJC6M7YD60K	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
AM0076	Methodology for implementation of fossil fuel trigeneration systems in existing industrial facilities --- Version 1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS40BNJ0G5AV8FT345F5KI5OV9X	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1

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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ	13: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13
ACM0002	Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 9 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVG	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
ACM0006	Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues --- Version 8 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGZIV3DBAW1T8	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
ACM0007	Methodology for conversion from single cycle to combined cycle power generation --- Version 3 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64	8: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8 10: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#10
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 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
ACM0012	Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects --- Version 3.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1 4: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4
ACM0013	Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology --- Version 2.1 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00A3HLW2Q45KY6YJ0XLDS4TXU77PFO	1: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1
ACM0014	Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater --- Version 3 http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK	13: http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13



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 mezanine 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 ⁷⁸
- DEG Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo ⁷⁹
- FMO Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company)⁸⁰
- FINNFUND (Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd)⁸¹

Instituciones privadas

- RBC Caribbean (anteriormente RBTT)
- E+Co⁸².

Enfoque

- Para todas estas instituciones, el sector energético es prioritario. Todas ellas han desarrollado experiencia relevante en la región.

- En sus evaluaciones serán particularmente rigurosas 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.

⁷⁸ www.b-i-o.be

⁷⁹ www.deginvest.de

⁸⁰ <http://www.fmo.nl/>

⁸¹ www.finnfund.fi

⁸² <http://www.eandco.org>



Restricciones en cuanto a países donde operan

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

- BIO: Para la selección de los países en que opera utilizan criterios de OECD⁸³. 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.

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)⁸⁴, 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, zacciones 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)⁸⁵: 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 in-

versiones del fondo se ajustan particularmente a proyectos próximos a entrar en operación, o para ampliaciones de proyectos existentes .

- Finnfund puede aportar no sólo financiamiento en forma de crédito, sino que también ofrece financiamientos tipo mezzanine e inversiones en acciones comunes de empresas.

⁸³ http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en_2649_34447_2093101_1_1_1_1,00.html

⁸⁴ http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html

⁸⁵ Administrado por EMP Latin Améri ca (www.empglobal.com)



ANEXO 4.

Las bolsas de valores de Centroamérica. ^{86 87}

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 con-

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

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.

⁸⁶ El material contenido en este Anexo fue elaborado por el Señor **Matthew Sullivan**, especialista internacional en bolsas de valores.

⁸⁷ Todas las cifras en millones de dólares.



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

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

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

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

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.

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.

Tabla A.4.5 Costa Rica - Bolsa Nacional de Valores
Volumen de transacciones, 2008

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

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

Tabla A.4.6 Panamá - Bolsa de Valores de Panamá
Volumen de transacciones, 2008

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



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.

I.) DATOS DEL SOLICITANTE	
Datos de la empresa solicitante, fecha de fundación, trayectoria.	
Estados financieros de los últimos 3 años	
Nombre y experiencia de los socios	
II.) DATOS DE PROYECTO	
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)	
III.) ASPECTOS DE TENENCIA DE TIERRA	
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	
IV.) ASPECTOS COMUNITARIOS	
Comunidades ubicadas dentro del área de influencia	
Gestión de relaciones con comunidad	
V.) ASPECTOS AMBIENTALES	
Recursos naturales ubicados dentro del área de influencia	
Consideraciones con respecto a recursos naturales	
VI.) ESTUDIOS, PERMISOS Y LICENCIAS	
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	
VII.) ESTRATEGIA PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA	
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	



VIII.) OTRAS EMPRESAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO	
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	
IX.) PROGRAMA DE INVERSIONES	
Terrenos y servidumbres	
Obras civiles	
Costos de montaje y construcción	
Costos de ingeniería y administración	
Gastos pre - operativos	
Intereses durante fase de construcción	
X.) FASE DE OPERACIÓN DEL PROYECTO	
Parámetros para la proyección de energía y potencia	
Gastos de operación y mantenimiento (mayor y menor)	
Gastos administrativos	
Seguros	
Servicio de deuda	
Otros	
XI.) ASPECTOS DEL FINANCIAMIENTO	
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)	
XII.) EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	
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
Riesgo país	0,74	0,79	0,58	0,38	0,89	1,00
Incentivos	0,60	0,60	1,00	0,40	0,20	0,80
Precio	0,76	0,81	1,00	0,71	0,58	0,95
Peqs. Proyectos	0,52	0,13	0,76	0,17	0,56	0,53
Bonos de carbono	0,24	1,00	0,83	0,08	0,07	0,66
Sistema bancario	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

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 | 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 2099, Managua, Nicaragua. Tel: (505) 2253 8660 Telefax: (505) 2226 4143

COSTA RICA: De la Fuente de la Hispanidad, 25 mts. Este. Apartado Postal 10276-1000, San José, Costa Rica. Tel: (506) 2253 2161 Telefax: (506) 2253 2161

