



ANÁLISIS DEL MERCADO SALVADOREÑO DE ENERGÍA RENOVABLE



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



ANÁLISIS DEL MERCADO SALVADOREÑO 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 Salvadoreño de Energía Renovable
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)
Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM)
1ª Edición.
Reservados todos los Derechos
© Copyright 2010, BCIE

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

Ing. Héctor Leonel Rodríguez
Coordinador Internacional
Proyecto ARECA



PRESENTACIÓN

El Análisis del Mercado Salvadoreño 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 Salvadoreño 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 generación se desarrolló un modelo de cálculo que permite simular condiciones específicas de cada país así como de diversos tipos de tecnologías de generación tanto renovables como térmicas.

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

Contexto General:

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

El Mercado Eléctrico y la Energía Renovable:

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

Costos de Generación y Precios de la Energía:

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

Proyectos de Energía Renovable y Mercados de Carbono:

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



Proyectos de Energía Renovable de hasta 10 MW

de potencia: Aporta una muestra de proyectos de energía renovable de la escala relevante en diferentes etapas de desarrollo que se han identificado en el país.

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

Conclusiones y Recomendaciones: A través del uso de 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	11
1	CONTEXTO GENERAL DE EL SALVADOR	14
	1.1 Aspectos geográficos relevantes	14
	1.2 Clima	14
	1.3 Principales ríos y cuencas hidrográficas	15
	1.4 Recursos naturales	15
	1.5 Población	16
	1.6 Indicadores sociales	16
	1.7 Sistema de Gobierno	16
	1.8 Aspectos económicos	16
	1.9 Infraestructura de servicio	17
	1.10 Conclusiones	19
2	EL MERCADO ELÉCTRICO DE EL SALVADOR Y LA ENERGÍA RENOVABLE	21
	2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de El Salvador	22
	2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico	25
	2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de El Salvador	27
	2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación	29
	2.5 Conclusiones	30
3	COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL SALVADOR	31
	3.1 La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación	31
	3.1.1 Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica	31
	3.1.2 Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de El Salvador	33
	3.2 Precios de la energía eléctrica en El Salvador	43
	3.2.1 Precios pagados a los generadores	44
	3.2.2 Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica	44
	3.2.3 Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica	50
	3.2.4 Precios de la energía eléctrica para usuarios finales	45
	3.3 Conclusiones	49
4	PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN EL SALVADOR	51
	4.1 Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono	51
	4.1.1 Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	51
	4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono	52
	4.2 Marco Institucional para el MDL en El Salvador: Actores Normativos y Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL	55
	4.2.1 Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en El Salvador	55
	4.2.2 Autoridad Nacional Designada MDL de El Salvador: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL	55
	4.2.3 Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en El Salvador: alcance y criterios	56
	4.3 Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centro América	59
	4.3.1 Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas	59
	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	61



4.3.3	Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL	66
4.3.4	Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL	67
4.4	Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable	71
4.5	Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de El Salvador y el factor de emisiones como su característica	73
4.6	Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de El Salvador	75
4.6.1	El MDL en el Mundo	76
4.6.2	El MDL en Latinoamérica y el Caribe	79
4.6.3.	El MDL en Centroamérica	80
4.6.4.	El MDL en El Salvador	84
4.6.5.	Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en El Salvador	85
5	PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA	87
6	LA BANCA SALVADOREÑO Y LA ENERGÍA RENOVABLE	88
6.1	Estadísticas generales del sector	88
6.2	La banca salvadoreño y los proyectos de generación eléctrica	91
6.3	Conclusiones	93
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
	ANEXO 1. Mapas	97
	ANEXO 2. Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.	101
	ANEXO 3. La banca multilateral y el sector eléctrico	104
	ANEXO 4. Las bolsas de valores de Centroamérica.	106
	ANEXO 5. Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento	110
	ANEXO 6. Indicadores utilizados en sección de conclusiones	112



RESUMEN EJECUTIVO

1. Con una superficie de tan solo 20.720 km² y una población de 7,2 millones, El Salvador es el país más pequeño de Centroamérica, y por mucho, el más densamente poblado (349 habitantes por km²). La densidad de población se traduce en la atomización de la propiedad rural. Entre los desarrolladores de proyectos de energía del país esto ha sido percibido como una limitante que dificulta los procesos de adquisición de tierras.

Si bien su economía ha venido creciendo a un ritmo un tanto más lento que la de los países vecinos, alcanzó en 2008 un PIB total de US\$ 16,4 billones, y un PIB per cápita de US\$ 3.102. Este último valor ubica al país por encima de los países del Norte de Centroamérica (C4), aunque todavía por debajo de Panamá y Costa Rica.

Sus indicadores sociales reflejan deficiencias importantes: 47,5% de sus habitantes viven en condiciones de pobreza, el analfabetismo supera el 18%, y la mortalidad infantil sigue siendo alta (21 niños por cada 1.000 nacidos vivos). Sin embargo, también en estos indicadores ha logrado ubicarse en una posición intermedia entre sus vecinos del C4 y los países del Sur de Istmo.

2. Con el fin del conflicto armado en el año 1992 se empezó a dar un incremento marcado en la capacidad instalada de generación eléctrica en El Salvador. Cuatro años después, en 1996, el sector inicia un proceso de cambios, con la promulgación de la Ley General de Electricidad. Dicha ley, que reestructuró el sector mediante una desintegración integral, abrió el acceso de la participación privada en todas las fases de la industria eléctrica. En ese período, el país ha logrado avances importantes en la cobertura del servicio eléctrico, logrando pasar de un 65.5% en 1995 a un 84.4% en el 2007. Si bien las fuentes de energía térmica juegan un papel importante en este país, en la actualidad cuenta con una matriz que combina energía hidroeléctrica (36.6% de la generación), geotérmica (24.9%), cogeneración (3.3%) y plantas térmicas mayoritariamente a base de diesel (35.2%). Las energías renovables de pequeña escala, sin embargo, juegan un papel muy poco significativo.

Se da un importante grado de concentración en la fase de generación. Son actores dominantes en este segmento la estatal CEL, con un 35.6% de la generación en 2008, y Lageo (de capital mixto) con un 24.9%. En el sector privado destacó en ese mismo año la empresa Duke (térmica) con un 14.2% de la generación, y Nejapa, con un 9.1%.

Se analizó el Plan de Expansión de la Generación elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central el cual alcanza hasta el año 2015. Hay que destacar la presencia dentro del Plan de plantas de gran tamaño, tanto térmicas como hidroeléctricas. De cumplirse en los términos planteados, la capacidad en 2015 habrá aumentado en casi un 86% con respecto a la de 2008. También se habrá reducido la presencia de energías renovables en el sistema, las cuales habrán pasado (en términos de capacidad) de 55.4% en 2008 a 48.6% en 2015.

En términos de marco regulatorio, el mercado eléctrico salvadoreño es el más abierto de la región. Se encuentran dentro de la legislación enunciados de mucha apertura. La participación en todas las etapas del mercado eléctrico está abierta a personas privadas. Además, las concesiones de agua se otorgan en forma permanente, y que las mismas sean transferibles. Esta apertura se ha visto intervenida por un régimen de subsidios que ha introducido importantes distorsiones en el mercado. Originalmente los subsidios cubrían el consumo de usuarios hasta los 99 kW/h. Sin embargo, los subsidios terminaron generalizándose, llegando a cubrir tanto usuarios residenciales como industriales. El esquema de subsidios terminó siendo insostenible, y desembocó en el recorte de las ayudas generalizadas en febrero de 2009.

Como parte de la consolidación de las reformas del mercado eléctrico, y con el objetivo de fortalecer el



marco regulatorio para asegurar que el mercado de oportunidad funcione como un mercado verdaderamente competitivo, se ajustó el reglamento de operación de sistemas de transmisión y del mercado mayorista para que se base en costos de producción (no en precios como sucede actualmente). El modelo de precios (que ofertan los generadores) termina el 31 de diciembre del 2009, y el modelo de costos (por medio de fórmulas) inicia el 1 de enero del 2010.

- 3.** Las simulaciones realizadas sobre costos de generación comparativos para la energía renovable en El Salvador 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 (dependiendo de la disponibilidad de recursos). 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 El Salvador es del orden del 14,7% lo que hace a este tipo de inversión atractiva. Posiblemente y debido a la relativa baja disponibilidad de recursos energéticos, especialmente de tipo hidráulico, un segmento de inversionistas del país están invirtiendo en Guatemala en desarrollos hidroeléctricos para realizar importación y comercialización en El Salvador.

El marco regulatorio del país y la operación de sus mercados está consolidada y existen algunos tipos de incentivos para la energía renovable en el país. La naturaleza tan abierta del mercado eléctrico del país y sus esquemas mayoristas podría estar teniendo un efecto negativo con relación a la incorporación de energías renovables de pequeña escala con contribuciones de potencia firme limitadas como las que tienen la mayoría de las tecnologías habilitantes que ha identificado este estudio.

Las señales de precios para generadores renovables con interés de participación en el sector están en el rango de US\$85-90/MWh, que las sitúa en un nivel interesante con respecto a lo observado en otros países de la región centroamericana.

- 4.** Como los otros países de la región centroamericana, la participación de El Salvador 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. El Salvador tiene 5 proyectos inscritos en el MDL y otros 3 en proceso de validación. Un detalle importante de realzar es que tanto los proyectos renovables de pequeña escala ya realizados así como los portafolios identificados en desarrollo se encuentran ya o están identificados por la DNA local para el MDL, lo que hace al país tener una tasa de interés MDL alta, aun cuando el número de proyectos total sea pequeño.

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

- 5.** El aporte que están haciendo las centrales de energía renovable al parque de generación de El Salvador es muy pequeño. En la actualidad, hay cuatro plantas hidroeléctricas de hasta 10 MW integradas al SIN, con una capacidad conjunta de 13.7 MW, que representan menos del 1% de la capacidad instalada total. Son muy pocos los proyectos de pequeña escala identificados en el país, por lo que se debe concluir que las renovables de pequeña escala seguirán jugando un papel muy modesto en el cumplimiento de las metas de crecimiento de capacidad instalada.

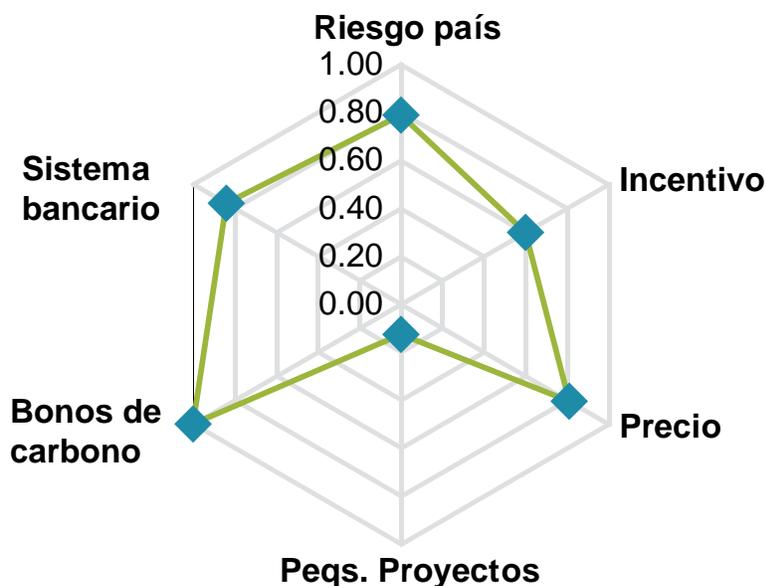


- 6.** En el sistema bancario salvadoreño predomina la banca internacional. Más del 95% de los activos del sistema pertenecen a bancos de capital extranjero. La banca de este país está muy consolidada, y ha desarrollado sólida experiencia en el entendimiento del mercado eléctrico salvadoreño, cuya regulación es considerada muy abierta. Sin embargo, la relación de la banca con este sector proviene de su interacción con actores de mayor tamaño: distribuidoras y generadores térmicos privados y con la estatal CEL. La experiencia de la banca con proyectos renovables de pequeña escala es muy limitada, situación que tiene que ver con que en el país se han desarrollado tan solo 4 proyectos dentro de esa clasificación.

La presencia de bancos internacionales impone estándares de evaluación particularmente rigurosos. Eso, combinado con el claro entendimiento que tiene la banca de los riesgos asociados a los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, exige de los desarrolladores una preparación cuidadosa de sus proyectos y de sus planteamientos a la banca.

Las tasas de interés para préstamos en dólares, que según consulta a banqueros del país aplicarían a proyectos de largo plazo se ubican entre un 8 y un 12%.

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



1. CONTEXTO GENERAL DE EL SALVADOR



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 El Salvador. 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

El relieve de El Salvador está dominado por la zona montañosa central, que consiste mayoritariamente por una línea de volcanes, algunos de ellos todavía activos, que cruzan el centro del país. Estos volcanes están separados por una serie de mesetas, ubicadas entre 1,000 y 1,500 msnm, de suelos fértiles, de origen volcánico y aluvial. Hacia el Sur, se encuentra una estrecha planicie costera, con altitudes que van de los 30 a los 150 msnm. Hay otra planicie, ubicada hacia el interior constituida por el drenaje del Río Lempa, ubicada entre los 400 y 600 msnm.

A lo largo de la frontera Norte se encuentra una cadena de tierras altas (entre 1,500 y 1,800 msnm), de origen volcánico. Por lo quebrado de sus terrenos, por la exce-

siva deforestación y el intenso uso del suelo, esta zona ha sufrido un serio deterioro ambiental.

La altura mayor es el Volcán Cerro El Águila, con una altura máxima de 2,036 msnm. Las ciudades más importantes son San Salvador (la capital), Santa Ana (hacia el Oeste) y San Miguel (hacia el Este).

1.2. Clima³

En términos generales, el clima en El Salvador es tropical, pero moderado por la altitud hacia el interior. La temperatura varía entre los 15 y los 23°C. La estación lluviosa se extiende de mayo a octubre. Sin embargo,

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>

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

hay considerable variación climática en las diferentes regiones. Las tierras bajas en el Pacífico y en las partes más bajas del Valle del Río Lempa se caracterizan por temperaturas promedio entre los 25 y los 29° C. En San Salvador, la temperatura promedio máxima es de unos 34°C (normalmente en el mes de marzo) y la mínima de unos 17°C (normalmente en el mes de enero). En las zonas ubicadas a más de 1,500 msnm, las temperaturas promedio varían entre 17 y 22°C. La precipitación anual en las planicies del Pacífico promedia 1,700 mm anuales. En las zonas montañosas la precipitación es mayor (1,800 a 2,500 mm anuales). La precipitación anual registrada en los valles y mesetas oscila entre 1,100 y 1,500 por año.

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

Mapa 1.1 Relieve de el Salvador



1.3. Principales ríos y cuencas hidrográficas⁴

El Mapa 1.2 muestra las cuencas hidrográficas de El Salvador. Resalta la del Río Lempa, que abarca una proporción muy importante del territorio nacional.

Mapa 1.2 Regiones hidrográficas de El Salvador



1.4. Recursos naturales

Los recursos naturales energéticos renovables del país han sido estimados de la siguiente forma.^{5,6}

TABLA 1.1 El Salvador Capacidad potencial estimada de recursos de generación (MW)

	TOTAL	INSTALADA
Hidroeléctrica	2,165	486
Geotérmico	333	204
Eólico		

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

El Salvador cuenta con 5 áreas protegidas, con un área total de 83.532 hectáreas, la cual representa un cerca de un 4% de la superficie del país. La responsabilidad por la administración de dicha red recae en la Dirección de Patrimonio Natural, del Ministerio e Ambiente y Recursos Naturales.

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

⁴ Servicio Nacional de Estudios Territoriales. <http://snet.gob.sv/cd2/png/cuencas.htm>

⁵ Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/capitulosPDF/Cap11.pdf>

⁶ CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2007)

1.5. Población

La población total de El Salvador asciende a 7.22 millones (2008). Su densidad de población es de 349 habitantes por km². Según datos de CEPAL (2005), el 57.8% de la población es urbana.⁷ La población ha crecido entre los años 2000 y 2008 a un ritmo de 1,82%⁸.

1.6. Indicadores sociales

El Salvador 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 103 entre 177 países, con una calificación de 0.735.⁹ Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 71 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 21 por cada 1000 niños nacidos vivos.¹⁰ Reporta una tasa de alfabetización cercana al 81%. En el año 2004 registró un 47.5% de población en condiciones de pobreza, y un 19.0% de población en condiciones de indigencia.¹¹

1.7. Sistema de gobierno

Presidente actual:	Mauricio Funes Cartagena
Partido político:	Frente Farabundo Martí para la Liberación Nacional
Período presidencial:	Junio 2009 a junio 2014
Próximas elecciones:	Marzo 2014

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

El Poder Legislativo es ejercido por una Asamblea Legislativa (unicameral) que se compone de 84 diputados, elegidos por períodos de 3 años, pudiendo ser reelectos. En este momento hay representantes de 5 partidos en la Asamblea, siendo los de mayor peso el Frente Farabundo Martí para la Liberación Nacional (con 35 diputados) y la Alianza Republicana Nacionalista (con 32 diputados).

El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, el Vicepresidentes, los Ministros y Viceministros de Estado. La Corte Suprema de Justicia, las Cámaras de Segunda Instancia y los demás tribunales que establezcan las leyes secundarias, integran el Órgano Judicial. Los Magistrados de la Corte Suprema de Justicia serán elegidos por la Asamblea Legislativa para un período de cinco años. Los Magistrados de las Cámaras de Segunda Instancia y los Jueces de Primera Instancia gozarán de estabilidad en sus cargos.

En cada Departamento hay un Gobernador propietario y un suplente, nombrados por el Órgano Ejecutivo. Los Municipios estarán regidos por Consejos formados de un Alcalde, un Síndico y dos o más Regidores cuyo número será proporcional a la población.¹²

1.8. Aspectos económicos

Producción: Su producto interno bruto (PIB) alcanzó en el año 2008 (cifras preliminares) un total de US\$ 22,408 millones (precios corrientes)¹³. Su producción venía mostrando crecimientos constantes. Mientras que en 2004 creció a tan solo un 1.9%, en 2007 logró un crecimiento de 4.7%. Sin embargo, su ritmo de crecimiento disminuyó durante 2008, año en que creció un 2.5%¹⁴.

En el año 2007, el sector agrícola representó apenas un 11.2% del PIB. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 20.0%. El comercio también es un rubro importante, con un 20% de la producción total. El sector terciario (de servicios) representa un proporción importante de la producción, con un 42.3% de la producción.¹⁵ Durante el período 2000-2007, todos los sectores crecieron a un ritmo similar al de toda la economía.

Sector externo: Después de Guatemala, es la segunda economía menos abierta de Centroamérica, entendiéndose apertura como la suma de exportaciones más sus importaciones en relación al PIB. Sin embargo, ha logrado avances en este particular. El índice de apertura calculado por el Banco Mundial para este país pasó de 0.36 en el año 2000 a 0.79 en el 2006¹⁶.

Sus exportaciones totales alcanzaron en el año 2007 un total de US\$ 4,034.9 millones, muy inferiores a las importaciones, que en el mismo año alcanzaron un total de US\$ 8,108.2 millones. Queda en evidencia el crónico

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 Constitución Política de la República de El Salvador de 1983. <http://pdba.georgetown.edu/Constitutions/EISal/EISal83.html>

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

¹⁴ CEPAL – Atlas estadístico 2008.

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

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



déficit comercial que ha caracterizado a la economía del país.

La inversión extranjera directa (IED), que en el año 2007 alcanzó los US\$ 1,463.0 millones, ha sido un elemento muy importante para cubrir el faltante en la balanza comercial¹⁷, al igual que las remesas familiares que en ese mismo año alcanzaron US\$ 3,695.3 millones¹⁸.

Competitividad: En términos de competitividad, medida de acuerdo al índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país alcanzó en el período 2008-2009 una calificación de 3.99, que la ubica en la posición 79 del escalafón. Su posición relativa ha desmejorado, ya que en el período 2007-2008 ocupaba la posición 67.¹⁹

Perspectiva económica²⁰: Diversos sectores de la sociedad civil han expresado su preocupación por la reducción en el consumo, como resultado de la disminución en el flujo de remesas familiares. El gobierno considera que el PIB podría crecer en 2009 en un rango entre 0.5% y 1.0%. Por su parte los ingresos tributarios han experimentado una caída del 11.6% a enero 2009, y para controlar en alguna medida el consecuente aumento en el déficit fiscal de US\$62 millones para el mismo mes, el gobierno suspendió el subsidio al servicio de energía eléctrica residencial para quienes consumían más de 99 Kilo Watts hora (Kw/h) al mes, que según estimaciones independientes representaba una erogación mensual de US\$15.7 millones. Mientras tanto, a principio de año el FMI aprobó un Acuerdo de Stand-By con carácter precautorio por aproximadamente US\$800 millones, en apoyo a la estrategia económica del país, al mismo tiempo que el Banco Mundial aprobó un préstamo por US\$450,0 millones para fortalecer la sostenibilidad fiscal, la gobernabilidad, la transparencia en el uso de los recursos públicos y mantener constante la mejora de la protección social y la educación. La inflación marcó una fuerte tendencia a la baja desde hace seis meses y se ubicó en febrero 2009 en 3.3% (5.82% febrero 2008). Standard & Poor's mantiene su calificación desde septiembre de 2008 en BB+ con tendencia negativa (subgrado de inversión). Moody's se mantiene constante en Baa3 con tendencia estable (grado de inversión); y finalmente Institucional Investors otorga una calificación de 46.0% (49.3% en septiembre de 2008).

1.9. Infraestructura de servicio.²¹

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

Principales puertos:



Acajutla	Cutuco
La Libertad	El Triunfo
La Unión	

*Todos en el Océano Pacífico

Aeropuertos internacionales



Aeropuerto Internacional de Comalapa

Red de Carreteras



Red de Carreteras	10,886 km (total) (2000)
Pavimentadas:	2,827 km (26.0%)
Sin Pavimentar:	8,059 km (74.0%)
Km/ mil Habitantes:	1.51
Km/ Km2 Territorio:	0.52

Telefonía



Lineas fijas	1.08 millones (2007)
Lienas celulares	6.14 millones (2007)
Usuarios de Internet	700 mil (2006)

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA, y publicado en la revista América Economía en noviembre de 2008²². 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 dividie-

¹⁷ CEPAL – Atlas estadístico 2008.

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

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

²⁰ Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009.

²¹ Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>

²² América Economía, 30 noviembre 2008. Se busca un modelo. <http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-un-modelo.note.aspx>

ron en variables “infraestructurales” y económicas/administrativas. Las primeras son aquellas que describen la capacidad física y desempeño de un país, como caminos pavimentados, por cada 1.000 habitantes. Las segundas son aquellas que describen las condiciones generales bajo las cuales los proyectos se conciben y son llevados a cabo. Además se considera en la metodología una tercera dimensión de variables, que está compuesta por: visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo; capacidad de planificación técnica del sector público; capacidad estratégica del sector público, o sea, de llevar a cabo el proyecto; tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país y que éstos contribuyan a la competitividad; capacidad de liderazgo en

las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen; desempeño de largo plazo de los proyectos; la existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés); y la presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones, que ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

En la Tabla 1.2 se muestra la calificación general obtenida por cada uno de los países de la región, y su posición dentro de los 23 países incluidos en el análisis. Se muestra además la calificación obtenida en algunos de los subsectores de la infraestructura más relevantes, así como su respectiva calificación en ese rubro particular.

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
Telecomunicaciones		3.20	3.62	3.26	2.42	5.67	5.46
	Posición	20	17	19	22	91	10
	Posición	8.26	10.08	9.24	9.10	11.48	8.96
	Posición	19	14	15	16	10	18

En el caso de El Salvador, se puede observar una general evaluación relativamente positiva, probablemente asociada a la tercera dimensión explicada en los párrafos anteriores, la cual se refiere a capacidad de planificación, y capacidad de liderazgo. Sin embargo, la valoración del estado actual de infraestructura muestra valoraciones bajas, y retos importantes para el país.

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, tal y como se muestra en la tabla 1.3. Para tal efecto, se realizó un análisis de correlación con datos de los 6 países de la región.

TABLA 1.3 Electrificación y Desarrollo

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

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

- PIB per cápita / índice de cobertura eléctrica 85.9%
- PIB per cápita / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 93.5%
- Índice de desarrollo humano / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 94.2%
- % población rural / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) -73.6%²³

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

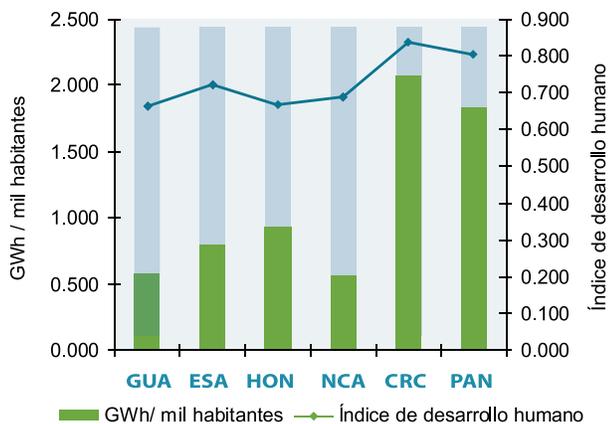
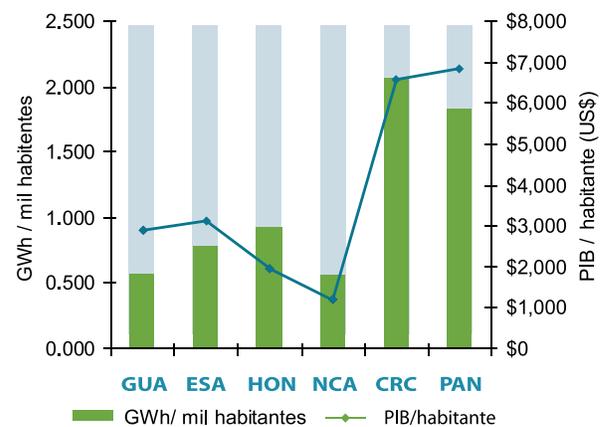


FIG. 1.2 Ingreso por habitante y consumo eléctrico



1.10. Conclusiones

El más pequeño de Centroamérica en términos de superficie, y con su población de 7,2 millones de habitantes, es por mucho el más densamente poblado de la región (349 habitantes por kilómetro cuadrado). A la densidad de población se puede asociar el porcentaje relativamente bajo de población rural, que se estima en un 42%. La densidad de población también se traduce en la atomización de la propiedad rural. Entre los desarrolladores de proyectos de energía del país esto ha sido percibido como una limitante que dificulta los procesos de adquisición de tierras.

Si bien muestra índices de pobreza menores a los de sus países vecinos en el Norte del istmo, todavía un 47% de su población vive en esa condición. Su producto interno bruto de US\$ 22,408 millones le ha permitido elevar el ingreso por habitante a US\$ 3,102 por año. El ritmo de crecimiento en los dos años anteriores a la crisis financiera internacional se ubicó por encima del 4% anual. Con el advenimiento de la crisis, el desempeño económico se ve comprometido. Ya en 2008 el crecimiento mostró un descenso a 2.5%.

Es procedente reseñar en este contexto el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008 sobre los modelos de inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, el caso de El Salvador presenta alguna similitud con el modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico,

²³ Cálculos propios sobre datos de CEPAL

basada en la agroexportación y la industria de maquila textil, b) la “exportación de personas” y el flujo de remesas, c) poca capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un nivel exportador bajo o intermedio, con un fuerte peso del mercado centroamericano, y e) magros resultados económicos y sociales. Señala el informe, sin embargo, que El Salvador es un caso más distante pues, aunque presenta la mayoría de estas características, tiene dos diferencias importantes: en primer lugar, ha efectuado grandes esfuerzos para constituirse en un centro logístico de transporte, comunicaciones y finanzas para Centroamérica; en segundo lugar, la agroexportación tiene un peso reducido dentro del sector externo.²⁴

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en El Salvador, si bien presenta limitaciones, muestra señas de modernización. Además, a se observan progresos en el ámbito de derechos políticos, libertades civiles, e institucionalidad, en términos generales.

Resulta también relevante comentar que El Salvador ha logrado algunas mejorías en el grado de cobertura eléctrica. En 2007 había logrado llevar este importante servicio a más de un 84% de sus habitantes. Sin embargo, el consumo eléctrico por habitante de 792 kwh/cápita / año sigue siendo menos de la mitad del que se observa en los países más desarrollados del istmo.²⁵

²⁴ 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>

²⁵ CEPAL Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados 2007)



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

Principales Indicadores

Población total (millones)	7.22
Generación total (2008) GWh	5,716
Uso de energía (KWh / cápita)	792

	1990	1 995	2000	2005	2007	2008
Cobertura eléctrica	52.1%	65.5%	76.4%	82.1%	84.4%	n.d.

Evolución reciente de la capacidad instalada (MW)

Hidro	388	388	406	461	484	486
Geotérmica	95	105	161	151	204	204
Cogeneración	0	0	0	81	113	108
Vapor	63	63	0	0	0	0
Diesel	19	110	461	516	619	626
Gas	86	243	86	23	16	16
Total	650	909	1,114	1,232	1,437	1,440
Porcentaje de capacidad renovable	74.3%	54.3%	50.9%	56.3%	55.8%	55.4%
Demanda máxima	412	592	758	829	906	943

Evolución reciente de la generación neta (GWh)

Hidro	1,642	1,465	1,213	1,712	1,788	2,095
Geotérmica	384	410	739	985	1,293	1,421
Cogeneración	0	0	0	127	221	189
Vapor	125	275	0	0	0	0
Diesel	0	205	1,383	2,094	2,398	1,954
Gas	14	916	56	25	49	58
Total	2,164	3,271	3,390	4,943	5,749	5,716
Porcentaje de generación renovable	93.6%	57.3%	57.6%	57.1%	57.4%	64.8%

Generación neta pública (GWh)	2,164	3,071	1,909	1,664	1,734	2,034
Generación neta privada (GWh)	0	200	1,481	3,279	4,015	3,682
Generación neta privada (%)	0.0%	6.1%	43.7%	66.3%	69.8%	64.4%

Pérdidas del sistema	15.6%	12.5%	11.0%	13.1%	12.9%	n.d.
Técnicas					n.d.	
No técnicas					n.d.	

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

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

can los actores en cada uno de los segmentos de mercado. Siempre dentro de la primera sección se incluye la proyección de la demanda y de la oferta, comprendida dentro del Plan de Expansión de Generación, elaborada por el grupo de trabajo de planes indicativos regionales del CEAC.

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 El Salvador

Con el fin del conflicto armado en el año 1992 se empezó a dar un incremento marcado en la capacidad instalada en El Salvador. En estos primeros años, se recurrió principalmente a la energía térmica para atender las necesidades crecientes. Y cuatro años después, en 1996, el sector inicia un proceso de cambios, con la promulgación de la Ley General de Electricidad. Dicha ley, que reestructuró el sector mediante una desintegración integral, abrió el acceso de la participación privada en todas las fases de la industria eléctrica. En ese período, el país ha logrado avances importantes en la cobertura del servicio eléctrico, logrando pasar de un 65.5% en 1995 a un 84.4% en el 2007. Si bien las fuentes de energía térmica juegan un papel importante en este país, en la actualidad cuenta con una matriz que combina energía hidroeléctrica (36.6% de la generación), geotérmica (24.9%), cogeneración (3.3%) y plantas térmicas mayoritariamente a base de diesel (35.2%). Cabe explicar que los porcentajes citados corresponden al 2008, año en el cual las plantas hidroeléctricas, sin un incremento importante en capacidad, hicieron un aporte mayor al que se venía dando. En la actualidad es el país con la mayor capacidad geotérmica instalada en toda la región.

La capacidad total instalada en 2008 ascendía a 1,440 MW. En este segmento de la industria eléctrica participan tanto empresas privadas como la estatal Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Esta última opera 4 centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 472 MW. La generación geotérmica está a cargo de la empresa de capital mixto, Lageo.

El sector privado participa en generación térmica, en cogeneración, y en menor medida en generación hi-

droeléctrica (4 plantas de pequeña escala, con una capacidad conjunta de 13.7 MW).

Son actores dominantes en la generación la estatal CEL, con un 35.6% de la generación en 2008, y Lageo (de capital mixto) con un 24.9%. En el sector privado destacó en ese mismo año la empresa Duke (térmica) con un 14.2% de la generación, y Nejapa, con un 9.1%.

La estatal Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), es la responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión nacional, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras. A diciembre de 2007, el sistema de transmisión en El Salvador estaba compuesto por un total de 1,131 kilómetros de líneas, mayoritariamente de 115 kV. La interconexión con Guatemala y Honduras se da por medio de líneas de 230 kV.²⁶

En la distribución participan 6 empresas privadas²⁷, con la particularidad de que estas empresas no tienen áreas de concesión establecidas. Según datos de CEPAL del 2007, los principales actores en términos de energía distribuida fueron CAESS, con un 40%, Delsur, con un 22.8% y AES-CLESA con un 16.2%.

Se analizaron diferentes estadísticas preparadas por SIGET (referencia), que permiten concluir que las pérdidas no técnicas son inferiores al 2%²⁸.

²⁶ SIGET. <http://www.siget.gob.sv/documentos/electricidad/estadisticas/boletin20072024.pdf>

²⁷ Empresas distribuidoras: AES-CLESA: Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana y Cía. S en C. de C.V., CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V., DELSUR: Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V., DEUSEM: Distribuidora Eléctrica de Usulután, Sociedad de Economía Mixta, EEO: Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V., EDESAL: Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.

²⁸ SIGET. Boletín de Estadísticas Eléctricas 2008. <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>



TABLA 2.1

EL SALVADOR: Empresas Eléctricas Generadoras en operación, 2008

	Número de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Generación Neta (GWh)
Total	23	1,439.8	5,716.3
<u>Sistema Nacional Interconectado</u>	23	1,487.3	5,716.3
Mercado Mayorista	18	1,412.5	5,498.2
<u>Empresas Públicas</u>	4	472.0	2,034.3
<u>Hidráulica</u>	4	472.0	2,034.3
CEL	4	472.0	2,034.3
<u>Empresas Privadas</u>	14	940.5	3,463.9
<u>Geotérmica</u>	2	204.4	1,421.0
LaGeo	2	204.4	1,421.0
<u>Térmicas</u>	12	736.1	2,042.9
CASSA	1	60.0	97.4
CESSA	1	32.6	62.1
CLESA	1	0.0	0.1
Duke	2	338.3	809.5
GECSA	1	11.6	56.5
Ingenio El Ángel	1	26.5	6.1
Ingenio La Cabaña	1	21.0	1.7
Inmobiliaria Apopa	1	6.8	13.8
Inversiones Energéticas	1	51.2	312.9
Nejapa	1	144.0	521.1
Textufil	1	44.1	161.7
Mercado Minorista	5	74.8	218.1
<u>Empresas Privadas</u>	5	74.8	218.1
<u>Hidráulicas</u>	4	13.7	60.2
CECSA	1	7.4	31.7
De Matheu	1	1.5	5.2
Papaloate	1	2.0	6.9
Sensunapán	1	2.8	16.3
<u>Térmicas</u>	3	61.1	157.9
Borealis	1	13.6	74.1
Ingenio El Ángel	1	26.5	54.4
Ingenio La Cabaña	1	21.0	29.4

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

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

La Tabla 2.2., elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) presenta la proyección de la demanda de El Salvador. Esta proyección refleja un crecimiento anual del 4,3% en la potencia para el período 2007 a 2023. Dicha proyección supera el crecimiento observado en la demanda máxima entre el año 2000 y el año 2008, el cual ha sido de 2.77%.²⁹

Año	Potencia Increm.
2007	914
2008	953 4.3%
2009	994 4.3%
2010	1037 4.3%
2011	1082 4.3%
2012	1128 4.3%
2013	1177 4.3%
2014	1227 4.2%
2015	1280 4.3%
2016	1335 4.3%
2017	1392 4.3%
2018	1452 4.3%
2019	1515 4.3%
2020	1580 4.3%
2021	1648 4.3%
2022	1719 4.3%
2023	1793 4.3%

Fuente: CEAC, jun-08

El Tabla 2.3, también elaborado por CEAC, presenta un Plan de Expansión de la Generación (PEG) indicativo para el período 2008-2015 para El Salvador, presenta una combinación de plantas de térmicas e hidroeléctricas. Hay que destacar el gran tamaño de algunas de las plantas contenidas en el plan, tanto térmicas como hidroeléctricas. Por otro lado, es muy importante destacar que, de acuerdo a este PEG, la capacidad instalada en 2008 habrá aumentado en cerca de un 86% al llegar el 2015³⁰.

El cumplimiento del PEG supone además una reducción en la participación de las energías renovables, las cuales pasarían (en términos de capacidad instalada) de un 55.4% en 2008 a un 48.6% en 2015. El plan no contempla incrementos en capacidad geotérmica. Tampoco contempla centrales eléctricas menores a 10 MW.

Proyecto	Recurso	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PT Talnique II	Bunker	50.0							
CASSA Sonsonate	Cogeneración			20.0					
CASSA Ozatlán	Cogeneración			50.0					
AES Fonseca	Carbón				250.0				
Ampliación 5 nov	Hidroeléctrica				60.0				
PH El Chaparral	Hidroeléctrica				65.7				
PH Cerrón Grande	Hidroeléctrica					86.4			
Cutuco Energy	GNL						525.0		
PH El Cimarrón	Hidroeléctrica								261.0
TOTAL		50.0	0.0	70.0	375.7	86.4	525.0	0.0	261.0

Fuente: Elaboración propia, con datos del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)
 Las fechas corresponden a fecha más temprana de entrada en operación.
 PT = Planta Térmica
 CH= Central Hidroeléctrica
 PH= Planta Hidroeléctrica
 GNL = Gas Natural

²⁹ Cálculo propio, sobre datos de la tabla.

³⁰ La fuente de la proyección de la demanda y del PEG tuvo que localizarse en documentos del Consejo de Electrificación de América Central debido a que no se pudo localizar otras fuentes nacionales durante el trabajo de investigación. Se indicó por parte de los consultados que esta labor se había dejado de hacer, y que el más reciente databa de hace más de 4 años. Algunas fuentes institucionales citan este trabajo como tarea a desarrollar en el año 2009.



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 Ley No. 843 del 10 de octubre de 1996. La fuente utilizada incluye las reformas emitidas mediante el Decreto Legislativo No.1216 del 11 abril de 2003 y el Decreto Legislativo No. 405 del 30 de Agosto de 2007.³¹
- Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997. La fuente utilizada contiene sus reformas.³²
- Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.³³
- Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo No. 404, de noviembre de 2007.³⁴
- Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica. Decreto Ejecutivo N° 90, emitido el 24 de octubre de 2000 ³⁵

La Ley General de Electricidad es la ley fundamental en materia de electricidad. A continuación un resumen de los puntos más relevantes de dicha ley:

La Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

- Son objetivos principales de la Ley el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución.
- La Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la responsable del cumplimiento de las disposiciones de la Ley.
- Le corresponde a la Unidad de Transacciones (UT) la operación del sistema de transmisión, el despacho y la administración del mercado mayorista. La UT opera como una sociedad de capital, con acciones nominativas, de la que pueden ser accionistas operadores y usuarios finales que cumplan con los siguientes requisitos: generadores con una capacidad nominal total de por lo menos 5 MW, los transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema, los distribuidores con capacidad nominal de por lo menos 5 MW, los usuarios finales con capacidad nominal de por lo menos 1 MW, y los comercializadores que transen por lo menos un GWh por año.
- La generación de energía eléctrica a partir de

recursos hidráulicos y geotérmicos, requerirá de concesión otorgada por la SIGET, sin embargo, la concesión para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de 5MW se tramitará mediante un procedimiento abreviado. Las concesiones serán permanentes y transferibles. La concesión para la explotación del recurso se adjudicará a quien ofrezca el mejor precio. Las concesiones podrán terminar únicamente por renuncia o por incumplimiento de las obligaciones establecidas en la misma.

- Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- Todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica entre operadores deberán registrarse en SIGET. Los precios y condiciones de los contratos de suministro de energía entre operadores, estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no será necesaria la intervención de terceros.
- Está abierta la participación de personas privadas en la actividad de transmisión.
- Los operadores y usuarios finales podrán celebrar contratos que tengan por objeto el suministro de energía y servicios con entidades ubicadas fuera del territorio nacional.
- El mercado mayorista estará compuesto, al menos, por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema. La UT operará el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado. El despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordada entre los particulares en la operación del Mercado de Contratos.
- El MRS funcionará en base a ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía eléctrica establecidas en el despacho programado.

En el Reglamento de la Ley se establecen normas relativas a la forma de contratación por parte de las distribuidoras. Establece que las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre competencia, por no menos del cincuenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada.

³¹ http://www.siget.gov.sv/documentos/electricidad/legislacion/ley_general_de_electricidad0.pdf

³² http://www.siget.gov.sv/documentos/electricidad/legislacion/reglamento_de_la_ley_general_de_electricidad0.pdf

³³ <http://www.csj.gov.sv/leyes.nsf/ef438004d40bd5dd862564520073ab15/9ef5bd7a73dc5796062573da005fff91?OpenDocument>

³⁴ <http://www.csj.gov.sv/leyes.nsf/9c2d0211ea41c76a86256d480070bae0/41272568e186bb68062573790051ce15?OpenDocument>

³⁵ http://www.siget.gov.sv/documentos/electricidad/legislacion/reglamento_aplicable_a_las_actividades_de_comercializacion0.pdf



La forma del suministro a contratar por el distribuidor será estandarizada, de manera que cada contrato se caracterizará por una potencia o capacidad a contratar en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico y una energía asociada a suministrar.

Con el objeto de estabilizar el precio de energía promedio de sus respectivas carteras de contratos, las distribuidoras deberán diversificar los volúmenes y plazos de vencimiento de los contratos que las componen. A este efecto, cada vez que la distribuidora suscriba un contrato de largo plazo, éste no deberá superar el 25% de la demanda de energía abastecida por la distribuidora, considerando la composición de abastecimiento de dicha demanda según su proyección al año en que se inicia el suministro respectivo. De superarse dicho porcentaje, la contratación deberá separarse en dos o más contratos que cumplan la condición señalada y cuyo plazo de término se programará en años distintos, considerando además, el vencimiento de los contratos vigentes.

La convocatoria del proceso de licitación será tal que la firma de los contratos referidos a un suministro por un período que exceda de cinco años, debe realizarse con una antelación no inferior a tres ni superior a cinco años en relación con la fecha de inicio del suministro. Para contratos cuya vigencia de suministro sea inferior o igual a cinco años, la anticipación de la firma del contrato en relación a la fecha de inicio del suministro será de al menos tres meses. En cada licitación, los participantes deberán ofertar un único precio base de energía.

La SIGET, mediante acuerdo, podrá establecer un precio base techo para la energía, el que se calculará, dependiendo de los plazos de vigencia de los contratos, teniendo en cuenta el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes y los precios de energía esperados en el MRS, estabilizados.

Los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables, que establece la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables (antes citada), de diciembre de 2007, se resumen de la siguiente manera:

- Los incentivos de la Ley están dirigidos a proyectos a partir de recursos hidráulicos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa.
- Los proyectos de hasta 20 MW de potencia gozarán durante 10 años de exención de Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos para las etapas de pre inversión e inversión en la construcción de las centrales eléctricas, incluyendo las líneas de subtrans-

misión necesarias para transportar la energía hasta las redes de transmisión o distribución.

- Los proyectos de hasta 10 MW están exonerados del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de 10 años. En el caso de los proyectos entre 10 y 20 MW esta exoneración será por un período de 5 años. En ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial.
- Gozarán de exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares.

La Figura 2.1 ilustra la estructura básica y las funciones de las principales instituciones o actores presentes en el sector eléctrico de El Salvador:

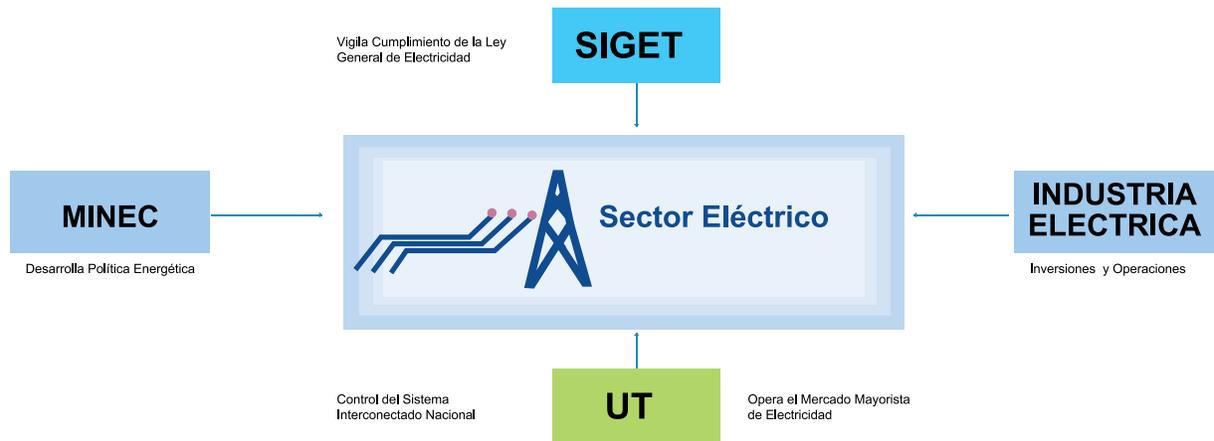
La rectoría del sector eléctrico está a cargo del Ministerio de Economía, el cual cuenta para ese fin específico con una unidad administrativa especial, denominada la Dirección de Energía Eléctrica. Fue creada mediante el Acuerdo No. 27 de fecha 11 de enero de 2001. Entre los principales objetivos de esta dependencia gubernamental están:

- Perfeccionar el proceso de transformación y modernización del sector eléctrico emprendido por El Salvador, por medio del monitoreo y análisis del funcionamiento del Mercado Eléctrico (identificando problemas y formulando propuestas de solución).
- Impulsar la integración eléctrica regional, propiciando el fortalecimiento de los organismos regionales del sector, así como la sanción de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias destinadas a regular el funcionamiento de un mercado eléctrico regional.
- Definir e implementar una estrategia de Electrificación Rural (ER).
- Promover de fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.
- Mejorar las condiciones de participación de las energías renovables en el sector eléctrico.



FIG. 2.1

Funcionamiento del Sector Eléctrico Salvadoreño



Más recientemente (junio del 2006) y como parte de la rectoría se creó el Consejo Nacional de Energía, que tiene por objeto proponer, gestionar y coadyuvar con los organismos correspondientes, la aprobación de estrategias energéticas que contribuyan al desarrollo socio económico del país, en armonía con el medio ambiente. El Consejo está integrado por el Titular del Ministerio de Economía, el Superintendente General de electricidad y Telecomunicaciones; así como por siete representantes de diferentes organizaciones no gubernamentales y del sector privado relacionados con actividades energéticas, nombradas por el Titular del Ministerio de Economía, a propuesta de esos sectores. Sus atribuciones son:

- Coadyuvar en la gestión para la aprobación de las estrategias energéticas con los organismos correspondientes.
- Analizar la problemática energética actual y proponer medidas de corto, mediano y largo plazo, tendientes al uso eficiente de la energía.
- Proponer fuentes alternativas de energía que permitan en el mediano plazo una menor dependencia de los productos derivados del petróleo.
- Proponer a los Órganos del Gobierno y al sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decidan implementar.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), fue creada por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996. Fue creada como una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, con atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador,

en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones, y sus reglamentos, así como aplicar de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector. La SIGET es la responsable del cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de Electricidad, y tiene las siguientes facultades:

- Velar por la defensa de la competencia en los términos establecidos en la Ley General de Electricidad.
- Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad al Artículo 112 E de la Ley General de Electricidad.
- Resolver conflictos sometidos a su competencia y aplicar las sanciones correspondientes contenidas en la Ley General de Electricidad.
- Requerir la información necesaria para el cumplimiento de sus fines, de conformidad a lo establecido en la Ley General de Electricidad.

2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de El Salvador

El mercado eléctrico se rige principalmente a través de la Ley General de Electricidad y sus reformas; el Reglamento de la Ley General de Electricidad, y sus reformas, y el Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica, que tiene por objeto promover la competencia en materia de comercialización de la energía. Con dicho marco legal se norman las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, aplicable a todas las entidades que desarrollen dichas activi-

dades, no importando que sean de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

El Mercado Mayorista es el espacio competitivo donde sus agentes (Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores, Usuarios) realizan transacciones de energía a través del sistema de transmisión nacional. En él realizan transacciones todos los Participantes del Mercado que se encuentran inscritos en la Unidad de Transacciones (UT), responsable de la operación y administración del mercado eléctrico. Toda persona, natural o jurídica, conectada directamente a la red de transmisión, que desee adquirir la categoría de participante en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, deberá presentar una solicitud de registro en las oficinas de la, donde será revisada y evaluada de conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y el Reglamento de Operaciones de la UT.

Los generadores y los importadores juegan el rol de oferentes, en tanto que la demanda la conforman todos aquellos que compran la energía ya sea para, venderla directamente, comercializarla o para uso propio.

El nivel de apertura en el sector eléctrico salvadoreño es muy alto. El Mercado está basado en precios y es competitivo en todos sus segmentos. La generación es abierta a la participación de actores privados, lo mismo que la transmisión. Los precios de transmisión y distribución están regulados.

Dentro del Mercado Mayorista operan dos mercados definidos. El Mercado de Contratos que funciona con base a las declaraciones de transacciones bilaterales que realizan entre participantes del mercado y el Mercado Regulador del Sistema que sirve para realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del mercado mayorista. Hay también un Mercado de Servicios Auxiliares, tiene como objetivo proveer un medio comercial y competitivo para que los agentes de mercado cumplan con los requerimientos obligatorios de calidad y seguridad establecidos en la normativa del mercado, tales como reserva fría, reserva rodante y otros.

Las normas que regulan la administración del mercado y la operación de la red se encuentran en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista ³⁶

Las distribuidoras deberán informar anualmente a la SIGET sus proyecciones de energía y capacidad para

los siguientes 5 años, así como la porción anual de ellas cubiertas con contratos de largo plazo vigentes, suscritos en procedimientos de libre concurrencia. Será responsabilidad de los distribuidores la adjudicación de los contratos correspondientes. Estos contratos serán públicos y se adjudicarán mediante proceso de libre concurrencia que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET. Los excedentes de potencia y/o energía se comercializan en el mercado de oportunidad.

Las distribuidoras podrán agruparse y licitar en un mismo proceso la totalidad de las demandas. La fecha máxima de duración del contrato será de 15 años, contados a partir de la fecha de inicio del suministro.

Con el objeto de estabilizar el precio de la energía promedio, las distribuidoras deberán diversificar los volúmenes y plazos de vencimiento de los contratos que las componen. Para este efecto, cada vez que la distribuidora suscriba un contrato de largo plazo, éste no deberá superar el 25% de la demanda de energía abastecida por la distribuidora.

El mercado de contratos representó en el año 2007 un 55.4% de todas las transacciones en el mercado mayorista. El restante 44.8% corresponde al mercado de ocasión.

Es importante destacar que como parte de la consolidación de las reformas del mercado eléctrico orientadas a fortalecer el marco regulatorio para asegurar que el mercado de oportunidad funcione como un mercado verdaderamente competitivo, se ajustó el reglamento de operación de sistemas de transmisión y del mercado mayorista para que se base en costos de producción (no en precios como sucede actualmente). El modelo de precios (que ofertan los generadores) termina el 31 de diciembre del 2009, y el modelo de costos (por medio de fórmulas) inicia el 1 de enero del 2010.

La UT opera como una sociedad de capital, con acciones nominativas, de la que pueden ser accionistas operadores y usuarios finales que cumplan con los siguientes requisitos: generadores con una capacidad nominal total de por lo menos 5 MW, los transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema, los distribuidores con capacidad nominal de por lo menos 5 MW, los usuarios finales con capacidad nominal de por lo menos 1 MW, y los comercializadores que transen por lo menos un GWh por año. Las funciones de la UT son las siguientes:

³⁶ http://216.184.107.60:8080/c/document_library/get_file?folderId=10280&name=DLEF-1209.pdf



- Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.
- Operar y administrar el Mercado Mayorista.
- Coordinar transacciones internacionales
- Determinar responsabilidades en casos de fallas en el sistema

La presente sección permite concluir que, en términos de marco regulatorio, el mercado eléctrico salvadoreño es el más abierto de la región. Se encuentran dentro de la legislación enunciados de avanzada. La participación en todas las etapas del mercado eléctrico está abierta a personas privadas. Además, las concesiones de agua se otorgan en forma permanente, y que las mismas sean transferibles. Sin embargo, esta apertura se ha visto intervenida por un régimen de subsidios que ha introducido importantes distorsiones en el mercado. Originalmente los subsidios cubrían el consumo de usuarios hasta los 99 kW/h. Sin embargo, los subsidios terminaron generalizándose, llegando a cubrir tanto usuarios residenciales como industriales. El esquema de subsidios terminó siendo insostenible, y desembocó en el recorte de las ayudas generalizadas en febrero de 2009.³⁷

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

Los proyectos que participen en el mercado eléctrico necesitarán inscribirse en el registro de Operadores del Sector Electricidad que llevará la SIGET, y estarán sujetos al cumplimiento de la ley ambiental pertinente, pero no requerirán de su aprobación específica o de concesiones. La generación termoeléctrica no excluye el uso de fuentes de energía renovable, dado que la electricidad generada en los ingenios azucareros a partir de la combustión del bagazo de caña de azúcar pertenece a este tipo de centrales.

En el caso del desarrollo de centrales hidroeléctricas y geotérmicas, la Ley General de Electricidad establece que los interesados en desarrollar proyectos de generación, independiente del tamaño del mismo, deberán presentar su solicitud por escrito a la SIGET para obtener una concesión para la explotación de dichos recursos renovables.

La solicitud de concesión deberá ser acompañada de los datos del solicitante, relativos a su existencia y capacidad legal, el estudio de factibilidad y el estudio de impacto ambiental previamente aprobado por las

autoridades competentes. El estudio de factibilidad del proyecto, que de acuerdo al Art. 14 de las "Normas Aplicables al Procedimiento de Licitación para el Otorgamiento de Concesiones de Recursos Geotérmicos e Hidráulicos con Fines de Generación Eléctrica" aprobadas en el Acuerdo No. 59-E-2001 de la SIGET deberá incluir una descripción actualizada del sistema y del mercado eléctrico de El Salvador, localización y delimitación geográfica del área solicitada en concesión en cuadrículas geográficas de escala 1:25000 o menor, además un resumen Técnico del proyecto, estudio de Mercado, caracterización y evaluación del recurso, ingeniería del proyecto, modo de Ejecución del proyecto en cada una de sus obras componentes, programación empleando diagramas de Gantt con método de ruta crítica y diagramas funcionales de la organización para la construcción y operación del proyecto, presupuesto, forma de financiamiento, flujos de ingresos y egresos desde la construcción hasta horizontes de veinticinco años o menos de vida útil, plan de abandono, cuadros, planos y figuras, lista de todas las referencias empleadas para la elaboración del estudio de factibilidad.

La Concesión se adjudicará al mejor oferente en una licitación, con una estipulación que permite al peticionario original del proyecto, en caso éste pierda la licitación, obtener la concesión pagando, el 90% en el caso de recursos hidráulicos y el 85% en el caso de recursos geotérmicos, de la oferta ganadora. Una vez otorgada, las concesiones serán permanentes y transferibles; en caso de renuncia o transferencia, para que surta efecto estará sujeta a la aprobación de la SIGET.

De acuerdo con la calificación de sensibilidad del medio ambiente se requerirán diversos grados de detalle en la evaluación de Impacto ambiental.

El detalle de los procedimientos de la SIGET se puede ver en el enlace: <http://www.siget.gob.sv/listaservicios.aspx?id=2>

El detalle de la evaluación ambiental se puede ver en el enlace siguiente: <http://www.marn.gob.sv/?fath=16&categoria=100>

De acuerdo a un artículo del año 2005, en el cual se analiza el sector eléctrico salvadoreño³⁸ sólo el trámite de la concesión de agua conlleva un tiempo real de once meses a dos o tres años.

³⁷ Energía a Media Carga, El Economista, mayo de 2009.

³⁸ Axel Söderberg, Necesidad de una política nacional en energía eléctrica con fuentes renovables. Revista ECA, Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, Setiembre 2005.

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 52 % en el año 1990 a un 84 % 2007, y de la adición de capacidad al sistema con casi 800 MW instalados en ese período. Este notorio avance no ha contado con una mayor participación de fuentes renovables que son un recurso autóctono del país, sino que las tres cuartas partes de esa ampliación se dio por medio de plantas térmicas aumentando los niveles de termificación, a lo que se debe adicionar la importación de energía de Guatemala. Queda pendiente, como tarea de política pública, un mayor impulso de estos recursos.

Las estadísticas de CEPAL indican la participación de cuatro plantas hidroeléctricas menores a 10 MW. Los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables son de carácter fiscal, a saber: para plantas menores a 20 MW exención durante 10 años de aranceles de importación en construcción, para plantas menores de 10 MW exoneración del pago de impuesto de renta por un período de 10 años (por 5 años para proyectos entre 10 y 20 MW), y exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes de los mercados de carbono. Se establece también un trámite abreviado en el otorgamiento de la concesión para plantas generadoras con capacidad de hasta 5MW. No se establece una prioridad de despacho para los proyectos renovables y espacios especiales para lograr contratos con las distribuidoras.

El mercado de electricidad requiere la adquisición de destrezas para su ingreso, para la colocación de energía en la red, para elaborar y completar la fase de pre inversión, y para enfrentar las modificaciones a las leyes y los reglamentos que afectan de una manera directa la percepción de riesgo país y la capacidad de gestión de los desarrolladores. La adquisición de estas capacidades ha hecho que en otros países 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 El Salvador hay pocos desarrolladores promoviendo proyectos renovables de pequeña escala y no tienen una asociación u organización en la cual se agrupen para trabajar juntos por sus intereses y lograr alguna economía y/o

ventaja procesal que les permita promover con mayor éxito la energía renovable y tener una mejor posibilidad de negociación con distribuidoras o comercializadoras.

La proyección de la demanda refleja un crecimiento anual en la demanda del 4,3% para el período analizado (2007-2023)³⁹. Es importante destacar que el crecimiento proyectado es considerablemente mayor del valor de la demanda observada en el período 2000 a 2008, que alcanzó un 2.8%. A pesar de que la demanda proyectada plantea un escenario de crecimiento considerable hasta el año 2023, el plan de expansión indicativo tiene adiciones de potencia solamente hasta el año 2015, y no incluye centrales eléctricas menores a 10 MW.

A pesar de su extensión territorial, El Salvador tiene potencial de recursos propios de energía renovable hidráulica, geotérmica y en residuos para generación de biomasa. Este acervo se ve parcialmente reflejado en los proyectos contemplados en el plan de expansión indicativo, que combina centrales de gas con proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. El impulso de la energía renovable está a cargo de la CEL. Sin embargo se nota una ausencia marcada de proyectos menores a 10 MW que coadyuven con la atención de la demanda y un ambiente difícil para el desarrollo de este tipo de proyectos.

³⁹ Cálculo propio, sobre datos de la tabla.



3. COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL SALVADOR

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

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

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

3.1.1. Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica⁴⁰

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.

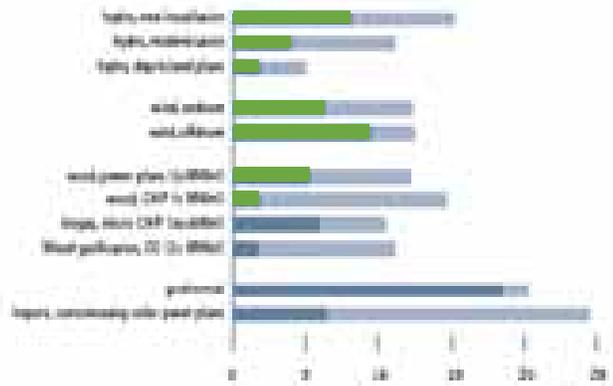
En relación a tecnologías de generación fósil, a nivel internacional se manejan diversas tendencias tecnológicas que se presentan en la Tabla 3.1. La tabla incluye tendencias de información sobre generadores a base de carbón, combustible petrolero líquido y ciclos combinados de gas.

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

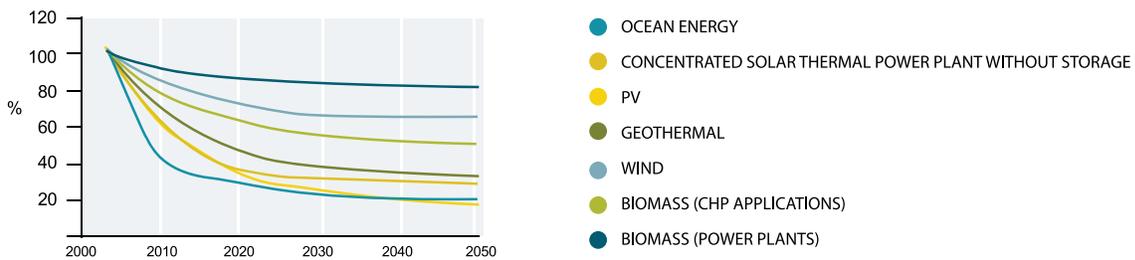
⁴⁰ Fuente: EREC/Greenpeace. Energy [®]evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.

FIG. 3.1 Rangos de costos de generación eléctrica de tecnologías renovables a nivel internacional⁴¹



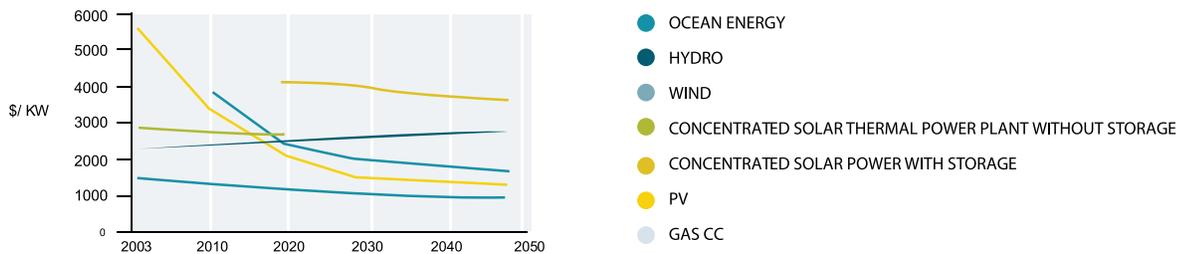
La Figura 3.1 presenta las tendencias actuales observadas para distintas tecnologías de generación renovable observadas en Europa, mostrándose en el diagrama el rango que puede llegar a tener el costo de generación eléctrica tomando en cuenta las diversas condiciones de recursos disponibles para la generación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

FIG. 3.2 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables (normalizado a costos actuales)⁴²



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

FIG. 3.3 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables⁴³



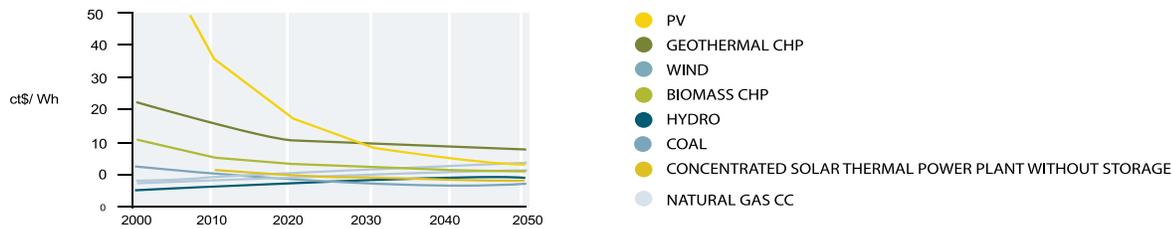
La Figura 3.3 presenta curvas previstas de aprendizaje de costos de inversión en US\$/KW instalado para diversas tecnologías renovables en el mundo.

⁴¹ 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.

⁴² Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, planta de concentración solar sin almacenamiento, fotovoltaico, geotermia, viento, cogeneración de biomasa, generación eléctrica de biomasa.

⁴³ 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 fósil⁴⁴

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 El Salvador.

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

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 El Salvador 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 El Salvador.
4. Se consideran los elementos de la ley de incentivos de generación a partir de energías renovables.
5. Se estimaron los costos de operación, mantenimiento, seguros y administración para cada tecnología, con base en la experiencia del equipo consultor y otras fuentes disponibles, como por ejemplo datos presentes en los planes de expansión e información sectorial.
6. Se considera el costo de oportunidad del dinero bajo el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM) para determinar la tasa de retorno esperada por parte de desarrolladores de proyectos de tipo privado.
7. Se desarrolla, para cada tecnología viable, corridas financieras utilizando un modelo pre-existente de simulación financiera de proyectos de generación eléctrica, cuyo criterio es lograr un balance entre los ingresos, gastos y rentabilidad esperada del capital accionario bajo distintos escenarios de costos de inversión, factor de planta y costos de combustibles (cuando sean aplicables).
8. Los resultados son trasladados a una tabla resumen por tecnología, para observar el rango de precios según la variación de costo de inversión, factor de planta y precios de combustibles, este último cuando lo amerite; de la misma manera que se presentan figuras que permiten realizar comparaciones en el contexto de otras secciones de este estudio de mercado.
9. Comparación de resultados y tendencias para el país.

Premisas utilizadas para el análisis realizado:

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

⁴⁴ 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 El Salvador 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 es 25%, según el artículo 40 del Decreto Ley 134.
9. Exoneración por 10 años de impuesto a centrales de energía renovable para centrales menores a 10 MW y cinco años para proyectos de entre 10 MW y 20 MW según artículo 3 de Ley 462
10. La tasa de rentabilidad del capital se estimó según el CAPM. El modelo CAPM determina el costo del capital propio en promedio para este sector, según la siguiente fórmula y utilizando los valores y fuentes que se detallan a continuación:

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

Donde:

K_e : 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 El Salvador 46,0, fuente:

<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCC-MaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--70>

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

$$R_p = (88,0/46,0-1) * 4,22\%$$

$$R_p = 3.85\%$$

- 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 El Salvador podría estar alrededor del 14,7%.



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

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.

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
	–	-	–	-
Costos fijos de O&M (miles US\$)	4.500	3.000	2.500	1.200
Costos de seguros (miles US\$)	1.750	343	382	883
Costos de administración (milesUS\$)	900	85	71	34
	200	100	100	100
Factor de planta (%)	85-95	50-70	25-35	35-55

Resultados del análisis de costos de generación eléctrica en El Salvador:

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 El Salvador

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lit	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lit	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lit	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lit	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,100	159	26	13	198	0.0452	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1852
70%	6,132	1,100	159	26	13	198	0.0323	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1723
90%	7,884	1,100	159	26	13	198	0.0251	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1651
50%	4,380	1,200	173	26	15	214	0.0489	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1889
70%	6,132	1,200	173	26	15	214	0.0349	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1749
90%	7,884	1,200	173	26	15	214	0.0271	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1672
50%	4,380	1,300	188	27	15	230	0.0524	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1924
70%	6,132	1,300	188	27	15	230	0.0374	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1775
90%	7,884	1,300	188	27	15	230	0.0291	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1691
50%	4,380	1,100	159	26	13	198	0.0452	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2019
70%	6,132	1,100	159	26	13	198	0.0323	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1890
90%	7,884	1,100	159	26	13	198	0.0251	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1819
50%	4,380	1,200	173	26	15	214	0.0489	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2056
70%	6,132	1,200	173	26	15	214	0.0349	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1917
90%	7,884	1,200	173	26	15	214	0.0271	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1839
50%	4,380	1,300	188	27	15	230	0.0524	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2091
70%	6,132	1,300	188	27	15	230	0.0374	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1942
90%	7,884	1,300	188	27	15	230	0.0291	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1859
50%	4,380	1,100	159	26	13	198	0.0452	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2187
70%	6,132	1,100	159	26	13	198	0.0323	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2057
90%	7,884	1,100	159	26	13	198	0.0251	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.1986
50%	4,380	1,200	173	26	15	214	0.0489	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2223
70%	6,132	1,200	173	26	15	214	0.0349	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2084
90%	7,884	1,200	173	26	15	214	0.0271	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2006
50%	4,380	1,300	188	27	15	230	0.0524	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2259
70%	6,132	1,300	188	27	15	230	0.0374	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2109
90%	7,884	1,300	188	27	15	230	0.0291	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2026



Tabla 3.5

Costos de generación con planta de ciclo combinado en El Salvador

ESTIMACION 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 \$/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
80%	7,008	1,400	202	40	17	259	0.0369	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1693
85%	7,446	1,400	202	40	17	259	0.0347	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1671
90%	7,884	1,400	202	40	17	259	0.0328	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1652
80%	7,008	1,500	216	40	17	273	0.0390	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1714
85%	7,446	1,500	216	40	17	273	0.0367	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1691
90%	7,884	1,500	216	40	17	273	0.0347	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1671
80%	7,008	1,600	231	41	18	290	0.0413	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1737
85%	7,446	1,600	231	41	18	290	0.0389	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1713
90%	7,884	1,600	231	41	18	290	0.0367	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1692
80%	7,008	1,400	202	40	17	259	0.0369	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1802
85%	7,446	1,400	202	40	17	259	0.0347	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1780
90%	7,884	1,400	202	40	17	259	0.0328	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1761
80%	7,008	1,500	216	40	17	273	0.0390	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1822
85%	7,446	1,500	216	40	17	273	0.0367	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1799
90%	7,884	1,500	216	40	17	273	0.0347	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1779
80%	7,008	1,600	231	41	18	290	0.0413	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1846
85%	7,446	1,600	231	41	18	290	0.0389	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1822
90%	7,884	1,600	231	41	18	290	0.0367	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1800
80%	7,008	1,400	202	40	17	259	0.0369	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1910
85%	7,446	1,400	202	40	17	259	0.0347	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1888
90%	7,884	1,400	202	40	17	259	0.0328	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1869
80%	7,008	1,500	216	40	17	273	0.0390	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1931
85%	7,446	1,500	216	40	17	273	0.0367	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1908
90%	7,884	1,500	216	40	17	273	0.0347	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1888
80%	7,008	1,600	231	41	18	290	0.0413	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1954
85%	7,446	1,600	231	41	18	290	0.0389	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1930
90%	7,884	1,600	231	41	18	290	0.0367	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1908

Tabla 3.6

Costos de generación con motores térmicos de media velocidad en El Salvador

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/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,500	216	64	19	298	0.0681	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1513
70%	6,132	1,500	216	64	19	298	0.0487	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1319
90%	7,884	1,500	216	64	19	298	0.0378	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1210
50%	4,380	1,600	231	64	19	315	0.0718	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1550
70%	6,132	1,600	231	64	19	315	0.0513	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1345
90%	7,884	1,600	231	64	19	315	0.0399	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1231
50%	4,380	1,700	245	65	20	330	0.0754	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1586
70%	6,132	1,700	245	65	20	330	0.0539	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1371
90%	7,884	1,700	245	65	20	330	0.0419	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1251
50%	4,380	1,500	216	64	19	298	0.0681	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1625
70%	6,132	1,500	216	64	19	298	0.0487	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1430
90%	7,884	1,500	216	64	19	298	0.0378	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1322
50%	4,380	1,600	231	64	19	315	0.0718	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1662
70%	6,132	1,600	231	64	19	315	0.0513	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1456
90%	7,884	1,600	231	64	19	315	0.0399	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1342
50%	4,380	1,700	245	65	20	330	0.0754	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1698
70%	6,132	1,700	245	65	20	330	0.0539	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1482
90%	7,884	1,700	245	65	20	330	0.0419	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1362
50%	4,380	1,500	216	64	19	298	0.0681	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1736
70%	6,132	1,500	216	64	19	298	0.0487	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1542
90%	7,884	1,500	216	64	19	298	0.0378	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1434
50%	4,380	1,600	231	64	19	315	0.0718	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1773
70%	6,132	1,600	231	64	19	315	0.0513	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1568
90%	7,884	1,600	231	64	19	315	0.0399	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1454
50%	4,380	1,700	245	65	20	330	0.0754	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1809
70%	6,132	1,700	245	65	20	330	0.0539	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1594
90%	7,884	1,700	245	65	20	330	0.0419	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1474



Tabla 3.7

Costos de generación con carbón en El Salvador

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	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
70%	6,132	2,500	360	102	30	492	0.0802	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1291
80%	7,008	2,500	360	102	30	492	0.0702	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1191
90%	7,884	2,500	360	102	30	492	0.0624	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1113
70%	6,132	2,700	389	104	33	526	0.0858	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1347
80%	7,008	2,700	389	104	33	526	0.0751	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1240
90%	7,884	2,700	389	104	33	526	0.0667	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1156
70%	6,132	2,900	419	105	35	559	0.0912	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1401
80%	7,008	2,900	419	105	35	559	0.0798	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1287
90%	7,884	2,900	419	105	35	559	0.0709	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1198
70%	6,132	2,500	360	102	30	492	0.0802	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1370
80%	7,008	2,500	360	102	30	492	0.0702	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1270
90%	7,884	2,500	360	102	30	492	0.0624	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1192
70%	6,132	2,700	389	104	33	526	0.0858	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1426
80%	7,008	2,700	389	104	33	526	0.0751	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1319
90%	7,884	2,700	389	104	33	526	0.0667	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1235
70%	6,132	2,900	419	105	35	559	0.0912	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1480
80%	7,008	2,900	419	105	35	559	0.0798	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1366
90%	7,884	2,900	419	105	35	559	0.0709	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1277
70%	6,132	2,500	360	102	30	492	0.0802	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1449
80%	7,008	2,500	360	102	30	492	0.0702	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1349
90%	7,884	2,500	360	102	30	492	0.0624	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1271
70%	6,132	2,700	389	104	33	526	0.0858	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1505
80%	7,008	2,700	389	104	33	526	0.0751	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1398
90%	7,884	2,700	389	104	33	526	0.0667	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1314
70%	6,132	2,900	419	105	35	559	0.0912	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1559
80%	7,008	2,900	419	105	35	559	0.0798	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1445
90%	7,884	2,900	419	105	35	559	0.0709	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1356

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 \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	
85%	7,446	4,000	579	80	49	708	0.0950	0.0950
90%	7,884	4,000	579	80	49	708	0.0898	0.0898
95%	8,322	4,000	579	80	49	708	0.0850	0.0850
85%	7,446	4,100	592	81	49	722	0.0969	0.0969
90%	7,884	4,100	592	81	49	722	0.0915	0.0915
95%	8,322	4,100	592	81	49	722	0.0867	0.0867
85%	7,446	4,200	607	81	49	737	0.0989	0.0989
90%	7,884	4,200	607	81	49	737	0.0934	0.0934
95%	8,322	4,200	607	81	49	737	0.0885	0.0885
85%	7,446	4,300	622	82	51	755	0.1015	0.1015
90%	7,884	4,300	622	82	51	755	0.0958	0.0958
95%	8,322	4,300	622	82	51	755	0.0908	0.0908
85%	7,446	4,400	636	82	51	769	0.1033	0.1033
90%	7,884	4,400	636	82	51	769	0.0976	0.0976
95%	8,322	4,400	636	82	51	769	0.0925	0.0925
85%	7,446	4,500	651	83	54	788	0.1059	0.1059
90%	7,884	4,500	651	83	54	788	0.1000	0.1000
95%	8,322	4,500	651	83	54	788	0.0947	0.0947

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 \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	
50%	4,380	2,000	294	100	7	400	0.0913	0.0913
60%	5,256	2,000	294	100	7	400	0.0761	0.0761
70%	6,132	2,000	294	100	7	400	0.0652	0.0652
50%	4,380	2,200	322	101	7	430	0.0981	0.0981
60%	5,256	2,200	322	101	7	430	0.0818	0.0818
70%	6,132	2,200	322	101	7	430	0.0701	0.0701
50%	4,380	2,400	351	102	8	461	0.1053	0.1053
60%	5,256	2,400	351	102	8	461	0.0877	0.0877
70%	6,132	2,400	351	102	8	461	0.0752	0.0752
50%	4,380	2,600	381	103	9	493	0.1126	0.1126
60%	5,256	2,600	381	103	9	493	0.0938	0.0938
70%	6,132	2,600	381	103	9	493	0.0804	0.0804
50%	4,380	2,800	410	105	9	524	0.1196	0.1196
60%	5,256	2,800	410	105	9	524	0.0997	0.0997
70%	6,132	2,800	410	105	9	524	0.0855	0.0855
50%	4,380	3,000	438	106	10	554	0.1265	0.1265
60%	5,256	3,000	438	106	10	554	0.1054	0.1054
70%	6,132	3,000	438	106	10	554	0.0903	0.0903



TABLA 3.10

Costos de generación para energía eólica en El Salvador

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

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
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 TOTAL \$/kWh
25%	2,190	2,000	291	110	6	407	0.1860	0.1860
30%	2,628	2,000	291	110	6	407	0.1550	0.1550
35%	3,066	2,000	291	110	6	407	0.1329	0.1329
25%	2,190	2,100	305	111	7	423	0.1932	0.1932
30%	2,628	2,100	305	111	7	423	0.1610	0.1610
35%	3,066	2,100	305	111	7	423	0.1380	0.1380
25%	2,190	2,200	319	112	7	438	0.2000	0.2000
30%	2,628	2,200	319	112	7	438	0.1667	0.1667
35%	3,066	2,200	319	112	7	438	0.1429	0.1429
25%	2,190	2,300	334	112	8	454	0.2073	0.2073
30%	2,628	2,300	334	112	8	454	0.1728	0.1728
35%	3,066	2,300	334	112	8	454	0.1481	0.1481
25%	2,190	2,400	348	113	8	469	0.2142	0.2142
30%	2,628	2,400	348	113	8	469	0.1785	0.1785
35%	3,066	2,400	348	113	8	469	0.1530	0.1530
25%	2,190	2,500	362	114	8	484	0.2210	0.2210
30%	2,628	2,500	362	114	8	484	0.1842	0.1842
35%	3,066	2,500	362	114	8	484	0.1579	0.1579

TABLA 3.11

Costos de generación eléctrica para biomasa en El Salvador

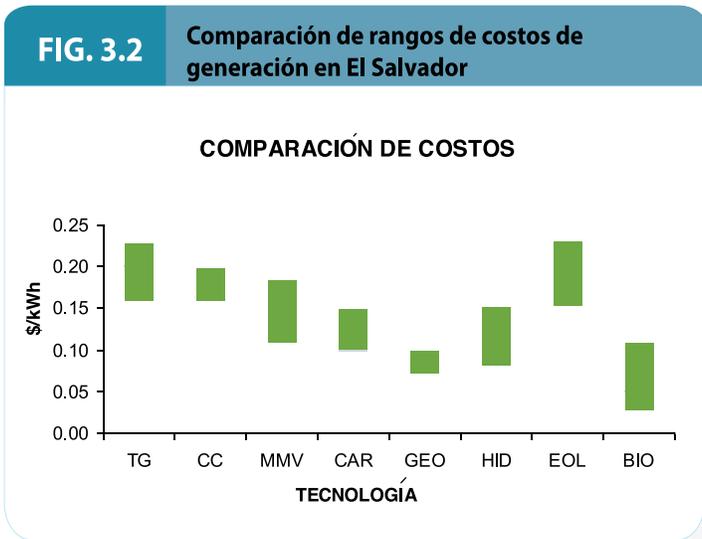
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN
CASO BIOMASA
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
35%	3,066	200	24	183	1	208	0.0678	0.0678
45%	3,942	200	24	183	1	208	0.0527	0.0527
55%	4,818	200	24	183	1	208	0.0431	0.0431
35%	3,066	400	53	184	2	239	0.0779	0.0779
45%	3,942	400	53	184	2	239	0.0606	0.0606
55%	4,818	400	53	184	2	239	0.0496	0.0496
35%	3,066	600	82	185	3	270	0.0879	0.0879
45%	3,942	600	82	185	3	270	0.0684	0.0684
55%	4,818	600	82	185	3	270	0.0560	0.0560
35%	3,066	800	111	186	4	301	0.0981	0.0981
45%	3,942	800	111	186	4	301	0.0763	0.0763
55%	4,818	800	111	186	4	301	0.0624	0.0624
35%	3,066	1,000	140	188	5	333	0.1085	0.1085
45%	3,942	1,000	140	188	5	333	0.0844	0.0844
55%	4,818	1,000	140	188	5	333	0.0691	0.0691
35%	3,066	1,200	168	189	6	363	0.1183	0.1183
45%	3,942	1,200	168	189	6	363	0.0920	0.0920
55%	4,818	1,200	168	189	6	363	0.0753	0.0753

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

TABLA 3.12 Resumen de tendencias actuales de costos de generación estimados para generación eléctrica en El Salvador	
Tipo de tecnología de generación eléctrica	Rango simulado de costos actuales de generación (US \$/KWh)
Turbina de gas	0,1651 - 0,2259
Ciclo combinado	0,1652 - 0,1954
Motor de media velocidad	0,1210 - 0,1809
Carbón	0,1113 - 0,1559
Geotermia	0,0850 - 0,1059
Hidroelectricidad	0,0652 - 0,1256
Eólica	0,1329 - 0,2210
Biomasa	0,0431 - 0,1183

FIG. 3.2 Comparación de rangos de costos de generación en El Salvador



La Figura 3.2 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 sobre 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 efectivo a mayor duración de esta.
- La energía eólica presenta costos de generación tendencialmente más altos, lo que puede ser explicado por economías de escala debido a que aún cuando esta tecnología está disponible modularmente en escalas de entre 0-3 MW, generalmente el desarrollo de fincas de molinos de vientos tiende a integrar capacidades instaladas en el rango de 20-50 MW, lo que podría tener un impacto en los costos de generación estimados como tendencias.
- Pareciera que aún cuando las distintas tecnologías renovables en la escala considerada son competitivas, la generación 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 El Salvador

El ente regulador del subsector eléctrico de El Salvador es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), que regula a las distribuidoras por pliegos tarifarios hacia las tarifas por tipo de consumidores, Baja y Media Tensión de los usuarios regulados y los peajes de transmisión.

La legislación creó en 1996 a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, como entidad reguladora autónoma de servicio público, encargada de aplicar las normas contenidas en los tratados internacionales, leyes y reglamentos que rigen al sector electricidad.

Algunas de las atribuciones de la Superintendencia en el sector electricidad son:

1. Velar por la defensa de la Competencia;
2. Regular los cargos por el uso de redes;
3. Regular los cargos de la Unidad de Transacciones;
4. Otorgar concesiones para el uso de los recursos hidráulicos y geotérmicos;
5. Resolver conflictos entre operadores;
6. Dictar normas y estándares técnicos de electricidad.

La Gerencia de Electricidad tiene como función vigilar todas las actividades operativas del sector eléctrico, siendo sus principales responsabilidades:

1. Verificar el cumplimiento de la normativa y legislación en materia de electricidad.
2. Revisión, análisis y presentación a Junta Directiva de los pliegos tarifarios de las distribuidoras.
3. Revisión, análisis y presentación a Junta Directiva de los Requerimientos de Ingresos de la empresa transmisora ETESAL.
4. Revisión, análisis y presentación a Junta Directiva del Presupuesto de Ingresos de la Unidad de Transacciones.
5. Elaboración de Normas y Estándares Técnicos.
6. Atender las quejas y reclamos de los usuarios finales y operadores que se reciban en la SIGET; y, proponer peritos para su intervención en la resolución de conflictos.
7. Desarrollo e implementación de las normativas de calidad del servicio de los sistemas de distribución.
8. Controlar el cumplimiento de los Niveles de Calidad del Servicio y de las Metodologías establecidas en el servicio de distribución.
9. Seguimiento del comportamiento del Mercado Regulador del Sistema para detectar problemas de la reglamentación o prácticas anticompetitivas por parte de los operadores.
10. Análisis y evaluación de solicitud es de concesión de recursos hidráulicos y geotérmicos, con fines de generación de energía eléctrica.
11. Revisión y análisis de documentos correspondientes al Mercado Eléctrico Regional y participación en la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
12. Elaboración de Boletín de Estadísticas Eléctricas.



Los precios incluidos en los pliegos tarifarios se basan en:

1. Los precios de energía y potencia contenida en los contratos de largo plazo aprobados por la SIGET que se adjudican mediante proceso de libre concurrencia),
2. El precio promedio de la energía en el MRS en el nodo respectivo para el año anterior,
3. Los cargos por el uso de la red,
4. Los costos de atención al cliente.

Para efectos de los contratos entre generadores-distribuidores en el Mercado de Contratos, la tarifa está establecida en el contrato. En el Mercado Spot o Mercado Regulador del Sistema se paga el costo de la última máquina despachada.

3.2.1. Precios pagados a los generadores

Comportamiento del precio de generación en los contratos a término

No es posible obtener información de precios de los diferentes PPA de manera específica y que se han desarrollado en El Salvador. La UT sólo recibe la información diaria pactada de potencia. Se tiene información de las distribuidoras que la tarifa promedio es de alrededor de US\$ 80-90/MWh. Generalmente el plazo normal es de 3 años pero con posibilidades de hasta 5-6 años en algunos casos.

Comportamiento del precio en el mercado de oportunidad

El mercado de contratos representó aproximadamente el 55% y el MRS 45% para 2007⁴⁵, lo que indica la fortaleza relativa del mercado spot en el país. Para el año 2007, el precio de la energía en el mercado de ocasión osciló entre US\$ 84-108 /MWh (ver Figura 3.3) y tuvo oscilaciones importantes de máximos y mínimos con respecto al valor promedio (ver Figura 3.4).

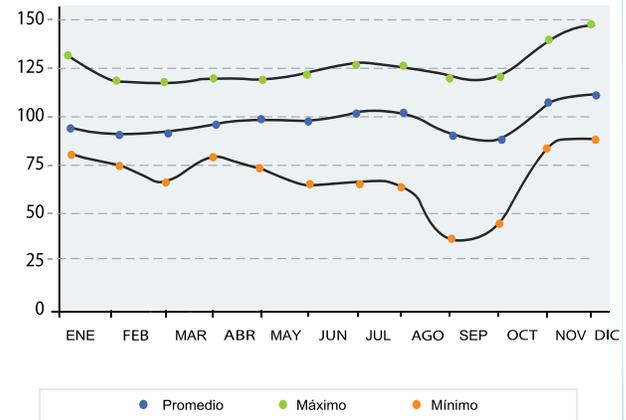
FIG. 3.3

Precio "Spot" promedio mensual del mercado de ocasión del año 2007, indicando máximos y mínimos promedio⁴⁶



FIG. 3.4

Precio "Spot" promedio anual del mercado de El Salvador⁴⁷



3.2.2. Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica.

La transmisión eléctrica está sujeta al pago de peajes que son regulados por la SIGET, siendo el valor actual de US\$ 4,48/MWh que es el resultado de la valoración de los costos por operación y mantenimiento, anualidad del valor nuevo de reemplazo, valor esperado de compensación por fallas, anualidad de las inversiones del plan de expansión de transmisión; menos los ajustes por ingresos adicionales y menos cualquier sobrecargo efectuado en el pasado; ponderado por la energía inyectada proyectada.

⁴⁵ Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 9, 2007, publicado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, Gerencia de Electricidad, Junio 2008.

<http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>

⁴⁶ 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>

⁴⁷ Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 9, 2007, publicado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, Gerencia de Electricidad, Junio 2008.

<http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>



Además existe un cargo por el uso de los servicios de la Unidad de Transacciones denominado CAREN que para el 2009 refleja un valor de US\$ 0,453/MWh y que estará vigente hasta que se apruebe el cargo por operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista para este año.

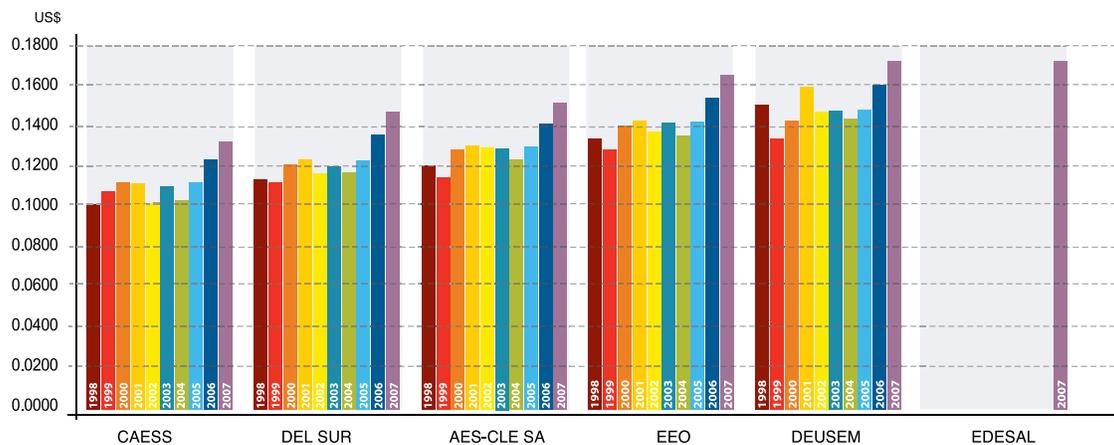
3.2.3. Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica

Los cargos por distribución y comercialización son incorporados en los pliegos tarifarios de cada una de las distribuidoras, siendo los cargos de distribución establecidos por KWh y los cargos por comercialización como cargos fijos por usuario-mes. Los valores correspondientes son presentados en la siguiente sección que trata sobre estructuras tarifarias para usuarios finales.

3.2.4. Precios de la energía eléctrica para usuarios finales

La Figura 3.5 presenta información histórica de precios promedios históricos del periodo 1998-2007 para las distintas empresas distribuidoras en El Salvador, mostrándose rangos históricos de entre US\$ 0,10-0,16/ KWh.

FIG. 3.5 Precios Promedio Históricos a Usuarios Finales por Empresa Distribuidora (1998- 2007)⁴⁸



⁴⁸ Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 9, 2007, publicado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, Gerencia de Electricidad, Junio 2008. <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>

La Tabla 3.13 presenta para el 2007, la información de precios promedios de las tarifas de los usuarios de baja y media tensión que entregan un promedio general de US\$ 0,1401/KWh.

TABLA 3.13 Precios Promedio a Usuarios Finales por tipo de tarifa eléctrica (2007)⁴⁹	
Tipo de Tarifa Eléctrica	Promedio Anual de precio (US\$/KWh)
I.-Baja Tensión	
Pequeñas Demandas (Ø10 KW)	0,1605
Total Residencial	0,1494
Uso General	0,1435
Alumbrado Público	
II. -Mediana Demanda (10-50 KW)	
0,1898	
III. -Gran Demanda (10-50 KW)	
0,1794	
Media Tensión	
I.-Mediana Demanda (10-50 KW)	
0,1409	
II. -Gran Demanda (>50 KW)	
0,1178	
Total	0,1401

La información detallada de los pliegos tarifarios vigentes en El Salvador está disponible en <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=2&titulo=e6&ordenado=0&dir=DESC> que es presentada en la Tabla 3.13 para las distintas distribuidoras operando en El Salvador.

⁴⁹ Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 9, 2007, publicado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, Gerencia de Electricidad, Junio 2008. <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>



TABLA 3.14

Pliego Tarifario Vigente a partir del 12 de abril de 2009, para las diferentes distribuidoras e incluyendo peajes, precios de distribución y comercialización, SIGET, El Salvador ⁵⁰

REPARTICIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD Y DE GAS EN EL PAÍS
2009
PRECIOS MÁXIMOS PARA EL SUBSECTOR REGULADO
MONEDA: DÓLARES ESTADUNIDENSES
UNIDAD: DÓLARES

I. Precios Máximos (en \$ por kWh)

Subsector

	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Carga de Comercialización									
Carga Fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Energía									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Distribución									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Pérdidas									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Mantenimiento									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Otros									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

II. Tarifas Máximas por consumo (en \$ por kWh) - 2009

	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Carga de Comercialización									
Carga Fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Energía									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Distribución									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Pérdidas									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Mantenimiento									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga de Otros									
Carga variable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga fija	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

⁵⁰ <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=2&titulo=e6&ordenado=0&dir=DESC>

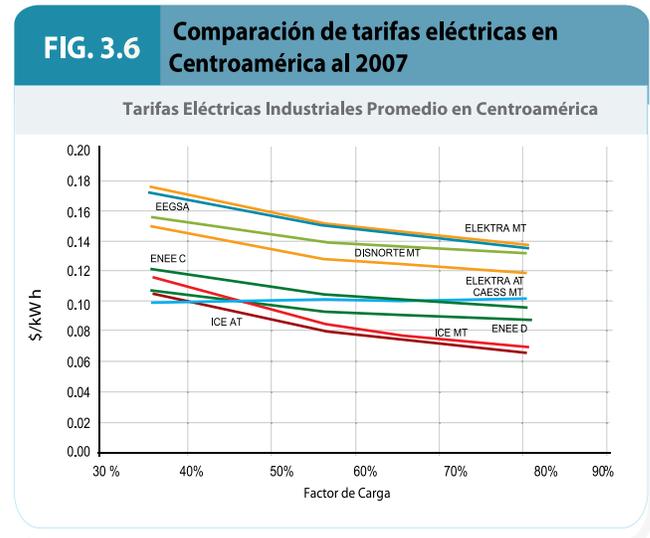
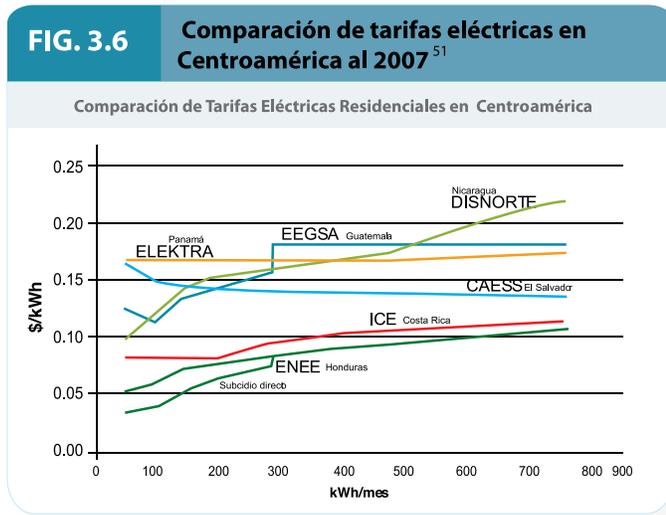


Pliego Tarifario Vigente a partir del 12 de abril de 2009, para las diferentes distribuidoras e incluyendo peajes, precios de distribución y comercialización, SIGET, El Salvador

B. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
B.1. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Descripción	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Costo de Distribución	(COP/kWh)	0.11000	0.12000	0.13000	0.14000	0.15000	0.16000	0.17000
Costo de Energía	(COP/kWh)	0.15000	0.16000	0.17000	0.18000	0.19000	0.20000	0.21000
Costo de Pérdidas	(COP/kWh)	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
Costo de Comercialización	(COP/kWh)	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000
Total	(COP/kWh)	0.33000	0.35000	0.37000	0.39000	0.41000	0.43000	0.45000
2. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Costo de Distribución	(COP/kWh)	0.11000	0.12000	0.13000	0.14000	0.15000	0.16000	0.17000
Costo de Energía	(COP/kWh)	0.15000	0.16000	0.17000	0.18000	0.19000	0.20000	0.21000
Costo de Pérdidas	(COP/kWh)	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
Costo de Comercialización	(COP/kWh)	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000
Total	(COP/kWh)	0.33000	0.35000	0.37000	0.39000	0.41000	0.43000	0.45000
3. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Costo de Distribución	(COP/kWh)	0.11000	0.12000	0.13000	0.14000	0.15000	0.16000	0.17000
Costo de Energía	(COP/kWh)	0.15000	0.16000	0.17000	0.18000	0.19000	0.20000	0.21000
Costo de Pérdidas	(COP/kWh)	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
Costo de Comercialización	(COP/kWh)	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000
Total	(COP/kWh)	0.33000	0.35000	0.37000	0.39000	0.41000	0.43000	0.45000
4. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Costo de Distribución	(COP/kWh)	0.11000	0.12000	0.13000	0.14000	0.15000	0.16000	0.17000
Costo de Energía	(COP/kWh)	0.15000	0.16000	0.17000	0.18000	0.19000	0.20000	0.21000
Costo de Pérdidas	(COP/kWh)	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
Costo de Comercialización	(COP/kWh)	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000
Total	(COP/kWh)	0.33000	0.35000	0.37000	0.39000	0.41000	0.43000	0.45000
5. Tarifas de Distribución (COP) (COP)								
Costo de Distribución	(COP/kWh)	0.11000	0.12000	0.13000	0.14000	0.15000	0.16000	0.17000
Costo de Energía	(COP/kWh)	0.15000	0.16000	0.17000	0.18000	0.19000	0.20000	0.21000
Costo de Pérdidas	(COP/kWh)	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
Costo de Comercialización	(COP/kWh)	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000	0.02000
Total	(COP/kWh)	0.33000	0.35000	0.37000	0.39000	0.41000	0.43000	0.45000



La Figura 3.6 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 El Salvador se sitúan entre los rangos medios de la región.



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\$ 0,043-0,22/KWh que compara con rangos entre los US\$ 0,11-0,22/KWh para las tecnologías fósiles consideradas. En términos generales se muestra en el análisis que las tecnologías renovables son generalmente competitivas con respecto a la generación fósil en el país desde la perspectiva de costos de generación.

Es adecuado mencionar que diferentes tecnologías, y condiciones de proyecto reflejadas en los factores de planta que pueden ser encontrados y que dependerán de las condiciones de sitio de proyecto tienen un impacto muy grande en que tan competitivo será ultimadamente un proyecto.

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. Podría ser que en El Salvador, la base de recursos pueda ser limitante por ejemplo para el desarrollo de hidroeléctricas mientras que la geotermia podría ser una fuente habilitante debido a la base de disponibilidad de campos geotérmicos del país.

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. 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 po-

⁵¹ Banco Mundial. Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final 10 Julio, 2007.

tencia para permanecer competitivos y lograr sus intereses de maximización de flujos. La participación de las pequeñas renovables es baja en el mercado eléctrico.

Las señales de precio en contratos son de entre US\$80-90/MWh para contratos de entre 5-6 años, pero no se distingue una experiencia importante de pequeñas renovables en este tipo de contratos, que sigue reforzando las sendas tradicionales de la energía térmica, la hidroeléctrica de gran escala y la geotermia.

El mercado de ocasión está fijando tendencias alrededor de los US\$ 100/MWh, pero es difícil establecer si esto en el contexto de participación de las renovables de pequeña escala se convierte o no en una interesante señal de desarrollo de proyectos. Podría ser que el inversionista local esté más interesado en desarrollar alianzas de proyectos, por ejemplo en Guatemala, con el objeto de "jugar" estratégicamente en los mercados de ocasión de importación-exportación que le pueden ofrecer señales interesantes en la actualidad.

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.



4. POYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN EL SALVADOR

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 Unidas⁵², 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 equivalente⁵³. 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.

⁵² Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

⁵³ 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 trata-

do 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 sobresalientes en el mercado internacional de reducciones de emisiones y sus características.

4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono⁵⁴

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	Valor	Volumen	Valor
	(MtCO ₂ e)	(M US\$)	(MtCO ₂ e)	(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	42	265
Sub total	611	6.536	874	13.641
Total	1.745	31.235	2.983	64.035

⁵⁴ 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 continua siendo observado a nivel internacional. Continúan existiendo ineficiencias regulatorias y cuellos de botella que atrasan el registro y otorgamiento de CER’s. Por ejemplo cerca de un 66% de los proyectos se encuentran en etapa de validación, generalmente se requiere de hasta 6 meses para lograr la contratación de un Ente Operacional Designado (DOE por sus siglas en inglés) como auditor para un proyecto, se ocupan alrededor de 80 días en el proceso de solicitar registro hasta lograrlo, y se están tomando en promedio entre 1 y 2 años para lograr la emisión del “commodity” de las reducciones de emisiones (los Certificados de reducciones de emisiones es decir los CER’s) una vez que se entró en el ciclo de proyecto.
 - **Regulaciones complejas y su impacto:** Existe un cuello de botella a nivel de auditores de MDL, en el cual no es sencillo contratar, entrenar el personal necesario; por lo que algunos proyectos han sido inscritos en forma incorrecta; lo que ha resultado en que la Junta Ejecutiva del MDL está realizando un alto llamado a revisiones de los proyectos al momento de solicitar el registro en el MDL. A la vez se han elevado preocupaciones importantes sobre la adicionalidad de los proyectos, la eficiencia procedimental y en el largo plazo la sostenibilidad del mecanismo (observado claramente en la discusión sobre adicionalidad de los proyectos de cambio de ciclo combinado en plantas energéticas de China).
 - **Impacto de los atrasos sobre los pagos en el mercado:** Los atrasos observados impactan definitivamente sobre la innovación tan necesaria para enfrentar el problema de mitigación de cambio climático. Los atrasos se están convirtiendo en una señal de que se negociará con aquellos proyectos que parece si pueden avanzar a pesar de los atrasos del MDL, con lo cual se está gestando una discriminación en el mercado de considerar proyectos que si necesitan del MDL para remover barreras a su desarrollo.
 - **Manejo inadecuado de riesgos comerciales:** Algunas empresas han quedado sobre expuestas en el mercado debido a un manejo imprudente de su gestión de riesgos comerciales, mostrando una tendencia a querer criticar solamente el riesgo regulador del MDL, pero sin embargo es necesario decir que debe mejorarse la gestión del riesgo comercial en el mercado y sus actores.
- Algunos de las principales observaciones sobre el futuro de los mercados de carbono son:
- **El “ímpetu” del mercado es fuerte por el momento:** El EUETS ha creado una arquitectura robusta para los mercados de carbono. Habiendo sido creados estos mercados por regulaciones, parece que la principal sombra de riesgo es la indefinición de la continuidad del mercados después del 2012, lo cual solo puede ser definido por los tomadores de decisiones y los reguladores, por lo que los procesos de negociación durante el 2009 son fundamentales.
 - **El MDL se encuentra ante importantes encrucijadas:** Aún cuando las nuevas propuestas de la Unión Europeason alentadoras en muchas direcciones, no lo son tanto para las transacciones basadas en proyectos. Al indexar la demanda de reducciones tipo MDL al éxito de la negociación del régimen climático post 2012, basado en criterios de convergencia económica que llama a países en vías de desarrollo con tasas de crecimiento económico altas y generación importante de emisiones (como China, India, Brasil, África del Sur) a empezar a tomar compromisos de reducción de emisiones, la Unión Europea está contribuyendo a disminuir el “ímpetu” del mercado asociado con el MDL.
 - **Tiempo de re-pensar el MDL:** La principal fortaleza del MDL ha sido integrar países en las transacciones así como actores públicos y privados. El reto a futuro está en cómo fortalecer el mecanismo para lograr profundizar más la escala de las intervenciones, lo cual seguramente necesitará de explicitar nuevos objetivos alrededor de la transferencia de tecnología en el mecanismo y el consiguiente financiamiento para esta transferencia tecnológica.
 - **Nuevas fases del MDL:** Se necesita crecer en la curva de aprendizaje y se deberá evolucionar hacia enfoques y metodologías que contribuyan a determinar reducciones de emisiones en formas agregadas o sectoriales manteniendo el conservadurismo y transparencia, con lo cual se deben plantear innovaciones importantes a nivel de creación de incentivos en gran escala así como en la transformación de programas de inversión a nivel global.



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

4.2. Marco Institucional para el MDL en El Salvador: 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 El Salvador, 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 El Salvador

El Salvador suscribió y ratificó la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas desde la década pasada. El Protocolo de Kioto fue firmado por El Salvador el 08/06/98 y se ratificó el 30/11/98⁵⁵ y cuenta con una DNA designada oficialmente, acreditada, notificada y comunicada⁵⁶, contando el país con proyectos registrados.

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

La Autoridad Nacional Designada del MDL en El Salvador es el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), comunicado así en julio de 2002 a la Secretaría de la Convención de Cambio Climático. Un grupo asesor funge como soporte administrativo para coordinar la implementación en el país de las medidas y mecanismos de las Convenciones Internacionales y Políticas Nacionales relacionadas con el desarrollo sostenible, adscritos al Despacho Superior del Ministerio.

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

⁵⁵ y ⁵⁶ Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

Tabla 4.2

Información oficial de contacto de la DNA de El Salvador

El Salvador	Autoridad Nacional Designada	Contacto y coordenadas (Teléfono, fax, correo electrónico, sitio web)
	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)	Sr. José Francisco Rodríguez frodriguez@marn.gob.sv rodriguezg73@gmail.com Kilómetro 5 ½ Carretera a Santa Tecla, Calle y Colonia Las Mercedes, Edificio MARN (anexo al edificio ISTA) No. 2, San Salvador, El Salvador Tel. (503) 2267-9447, Fax: (503) 2267-9326
	Otras fuentes de información relacionadas y entidad u oficinas responsable de actividades operativas MDL	Sitio Web: http://www.marn.gob.sv/?fath=20&categoria=322 Mateo Salomón, mateo.salomon@undp.org Oficial de Financiamiento de Carbono/Apoyo al desarrollo de proyectos, UNDP El Salvador Tel: (+503) 2209 3537; Fax: (+503) 2263 3501 Sitio Web: http://www.undp.org.sv

4.2.3. Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en El Salvador: 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, así como contacto con el MARN como DNA designada al MDL.

Es importante aclararle al lector que se debe diferenciar entre procedimientos que orientan al desarrollador para lograr cartas de aprobación nacional y de no objeción, sobre los que se concentran las siguientes partes de esta sección y los procedimientos internos de la DNA para otorgar la aprobación.

Estos últimos son menos frecuentes de encontrar o en algunos casos no existen o no están disponibles. Los conceptos utilizados por los países de la región en general, para buscar complacencia de las actividades de proyecto MDL con el desarrollo sostenible son:

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

energía renovable.

- Relaciones con las comunidades locales.

La Tabla 4.3 presenta la información relevante de El Salvador 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. El Salvador 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 las Cartas de Aprobación Nacional en El Salvador

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, 45 días hábiles a partir de la presentación de los documentos solicitados</td> <td>Presentar los requisitos</td> </tr> </tbody> </table>	Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida	Ventanilla única, 45 días hábiles a partir de la presentación de los documentos solicitados	Presentar los requisitos			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida						
Ventanilla única, 45 días hábiles a partir de la presentación de los documentos solicitados	Presentar los requisitos						
Requisitos ambientales establecidos por la DNA para los proyectos MDL *1							
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental				
Copia MARN. La Autoridad Nacional verifica el requisito	La DNA buscará en la institucionalidad salvadoreña los permisos y cumplimientos legales que sean requeridos por el proyecto respectivo. Por ejemplo, Dirección de Energía Eléctrica del MINEC	-	-				
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	X Traducido al español en formato aprobado	-					
Plan de desarrollo comunitario							
Plan de desarrollo comunitario	Informe de socialización del proyecto	Otros requisitos					
No solicitado	No solicitado	Resúmen 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.					

* 1 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.

Procedimiento

Procedimiento más interno de la AND

1. El titular del proyecto presenta los documentos.
2. AND verifica que el titular del proyecto haya preparado toda la documentación arriba mencionada.
3. La AND analiza la información en base a los criterios de desarrollo sostenible y si es necesario solicita la opinión de otras instancias como la Dirección de Energía Eléctrica del MINEC.
4. La AND evalúa el proyecto y elabora un Dictamen Técnico Favorable o No Favorable, donde se confirma o no que el proyecto contribuya al desarrollo sostenible.
5. En el caso de un dictamen técnico favorable, se le solicita al Señor Ministro de Medio Ambiente, la firma de la cota de aprobación nacional.
6. El último paso es la emisión de la cota de aprobación del proyecto firmada por el Ministro. En caso negativo, se le informará al titular del proyecto la resolución técnica no favorable, adjuntando el informe de evaluación.

Criterios que se utilizan en El Salvador para evaluar la contribución de un proyecto al desarrollo sostenible⁵⁷

<p>1. Contribución a la protección y preservación del medio ambiente local y global</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de una tecnología eficiente en el consumo de energía (kWh.) y agua (m³) • Mejora de la calidad ambiental • Reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero
<p>2. Contribución a mejorar la calidad de vida de las comunidades locales y de la sociedad en general</p>	<p>Descripción de la proyección social de la empresa en términos de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Política social • Recursos financieros y humanos que invertirá la empresa en programas de carácter social • Generación de empleo con el proyecto • Política laboral donde se prioriza la capacitación y contratación de mano de obra proveniente de las comunidades locales
<p>3. Impactos económicos positivos tanto locales como nacionales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monto de la inversión • MWh que se generarán con el proyecto de Energías renovables o que se ahorran con proyectos de eficiencia energética • Transferencia tecnológica • Reducción en las importaciones de petróleo

⁵⁷ En el documento en PDF publicado en el sitio web sobre procedimientos de Aprobación Nacional se presenta la definición de Desarrollo Sostenible utilizada por El Salvador.



La información disponible sobre el proceso de Aprobación Nacional en El Salvador es muy puntual y enfocada, resaltando que la información es publicada en un documento tipo pdf, en su sitio web <http://www.marn.gob.sv/index.php?fath=20&categoria=323>.

Este es un país donde los procedimientos de Aprobación Nacional resultan sencillos pues utilizan la copia de las licencias ambientales del proyecto relacionado al Marco Regulatorio de los proyectos (nacionales y sectoriales) y no se especifica más información. Parte de esa información es confirmada a partir de la revisión del PDD.

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 que el proyecto cuenta con todos los permisos.
- El PDD en general y el resumen elaborado por el proponente sobre contribución al desarrollo sostenible son la base para valorar la aprobación nacional. Hay poca guía sobre el documento resumen de la contribución que el proyecto hace al desarrollo sostenible, y este proceso no se apoya en consultas públicas diferentes a la de las solicitudes de licencias ambientales o a las requeridas en el proceso PDD o en el acompañamiento cercano de estas.
- Quizás lo más complejo y de bajo valor agregado es la presentación del PDD en español, en momentos donde los costos de transacción permanecen altos.

En <http://www.marn.gob.sv/index.php?fath=20&categoria=323> se puede encontrar un machote de la carta de Aprobación Nacional.

El Salvador 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 Centro América⁵⁸

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.

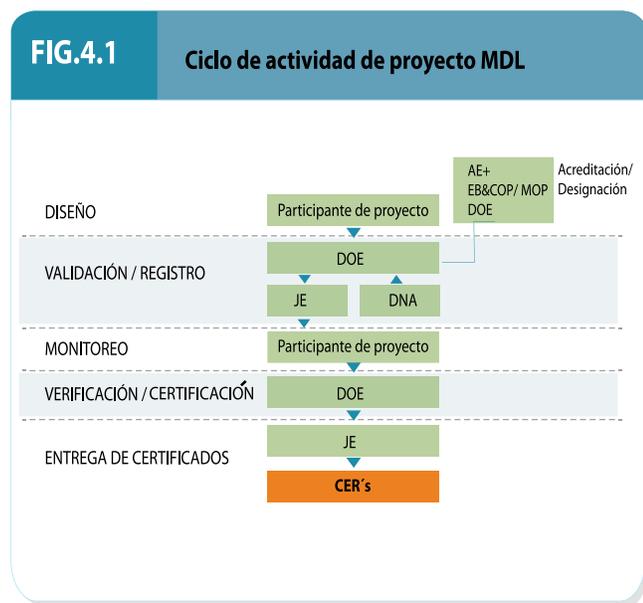
4.3.1. Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas

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.

⁵⁸ 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.

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

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



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

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

1. Descripciones relevantes del proyecto
2. Demostración de adicionalidad del proyecto según la normativa vigente.
3. Establecer un escenario de referencia o línea base

que permita cuantificar de forma transparente 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 Ecosecurities, 2E Carbon Access y Kioto Energy para la región.

- **El desarrollador lidera:** El desarrollador financia y se encarga de la elaboración del componente MDL sin apoyo o con un apoyo limitado de consultores externos, con o sin ligamen con los ingresos futuros por CER's o comisiones de éxito en el registro. Esto ha ocurrido cuando el desarrollador tienen interés en gestionar los CER's para sus compromisos corporativos inclusive y posiblemente tenga capacidad corporativa. Destacan Unión Fenosa e INCLAM.
- **Acarreadores técnicos:** Con la participación y liderazgo, por lo menos en la elaboración de PDD's por parte de consultores o facilitadores que apoyan el proceso con servicios de asesoría o de financiamiento para algunas etapas del ciclo MDL. El apoyo se brinda por diferentes razones y estos acarreadores podrían asesorar o desarrollar otras etapas del proceso MDL. Acá se pueden encontrar consultores regionales, consultores internacionales, ONG's apoyando sectores u otros facilitadores (organizaciones multilaterales por ejemplo).

La selección del esquema más conveniente podría depender de:

1. La escala del proyecto (pequeña o gran escala de acuerdo al MDL).
2. Las capacidades técnicas y los recursos humanos con que cuenta el desarrollador para avanzar en las etapas del ciclo de proyecto MDL. El tema es bastante técnico y complejo. El proceso puede ser particularmente demandante de recursos y tiempo tanto a nivel de diseño MDL así como en negociaciones de compra-venta de reducciones.
3. Los recursos financieros de la empresa desarrolladora, para cubrir los costos de transacción.
4. El estado de desarrollo del proyecto, tanto de la infraestructura y su componente MDL entre otros.

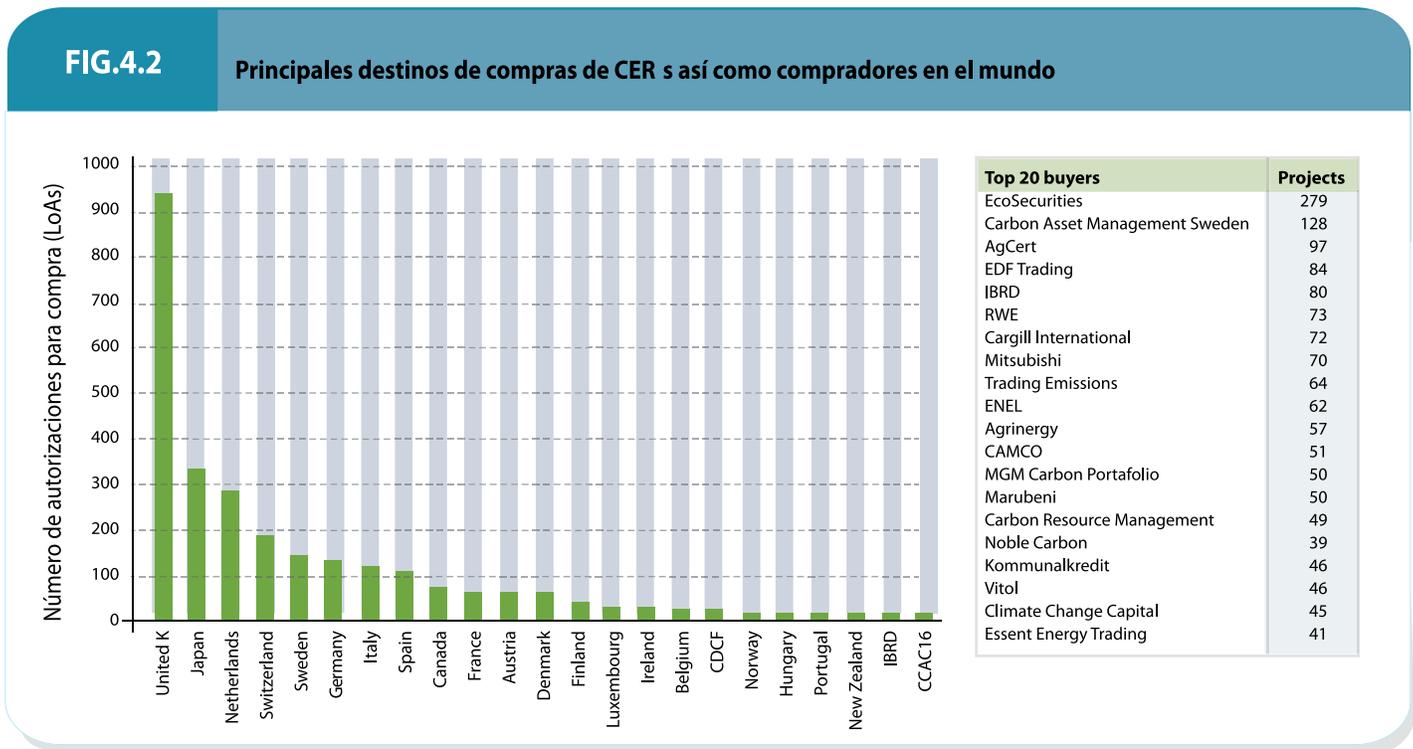
Al final, el esquema a seleccionar se relacionará con la designación de roles clave y con la propiedad de las diferentes componentes del proyecto MDL. Se considera que la definición del esquema más oportuno y conveniente para desarrollar la actividad de proyecto MDL es muy importante para cumplir con los objetivos y expectativas de un proyecto MDL y como se ha podido 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.cdmbazaar.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 región⁵⁹.

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:



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".

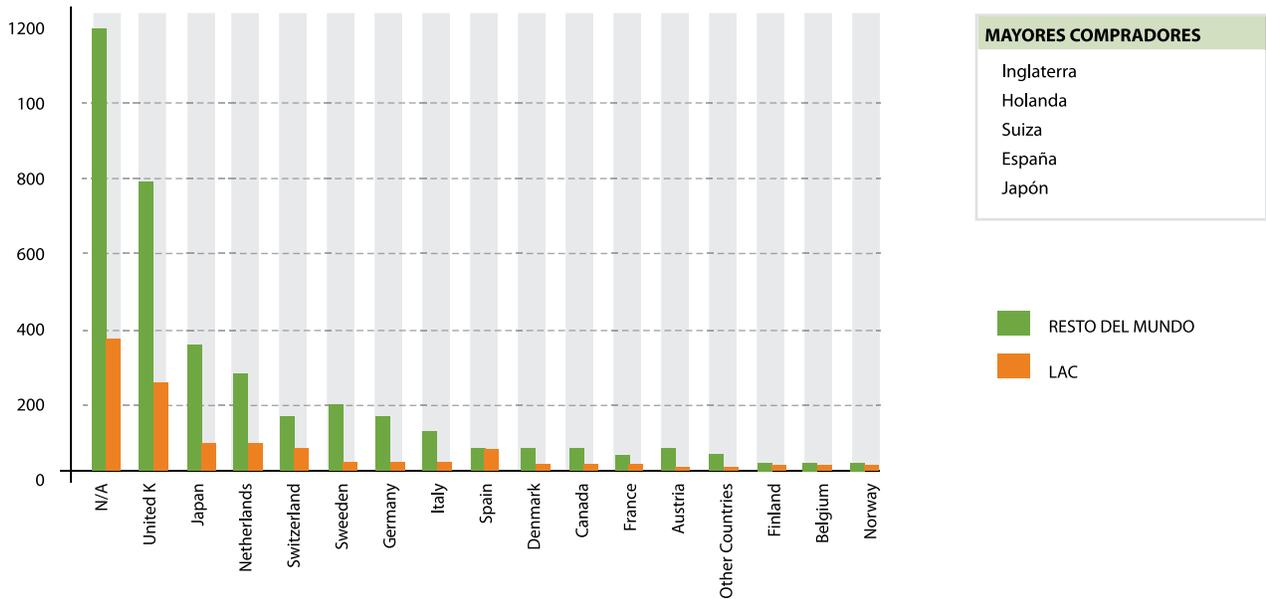
A nivel de la región latinoamericana, la Figura 4.3 presenta los principales países de destino de CER's generados por proyectos en la región:

⁵⁹ CDM Highlights GTZ, Abril del 2009.



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.

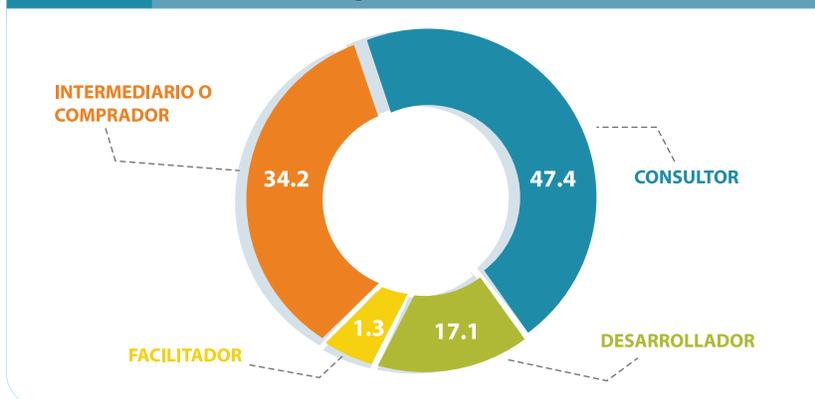
Tabla 4.4

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 Centro América, 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 azul representan organizaciones con experiencia en proyectos de pequeña escala

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

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

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 las capacidad de empresas compradoras, intermediarias, consultores y otros facilitadores, que se complementan adicionalmente con otros participantes de mercado de la forma de intermediarios, comercializadores, entidades financieras y consultores que están posicionados o creciendo en presencia en la región y son los siguientes actores:

Firmas de corretaje como Evolution Markets, Point Carbon, Natsource, kfW, First Climate, Compensate www.compensate.ch, 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
	Isthmus 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 pública 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.⁶⁰

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 (Eco securities)

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

** Promedio considerando inclusive todas las verificaciones.

⁶⁰ Lokey, Elizabeth en Identifying DNA Overcoming Barriers to Renewable Energy Clean Development Mechanism Projects in Latin America for Ph.D. Dissertation of May 28, 2008.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los costos de transacción constituyen barreras para el desarrollo de proyectos. En el mejor de los casos (US\$30,000, que parece poco probable pues eso cuesta en el mejor de los casos el PDD y la Validación), un proyecto pequeño, que ha vendido los CER's a un precio de US\$8/ton 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

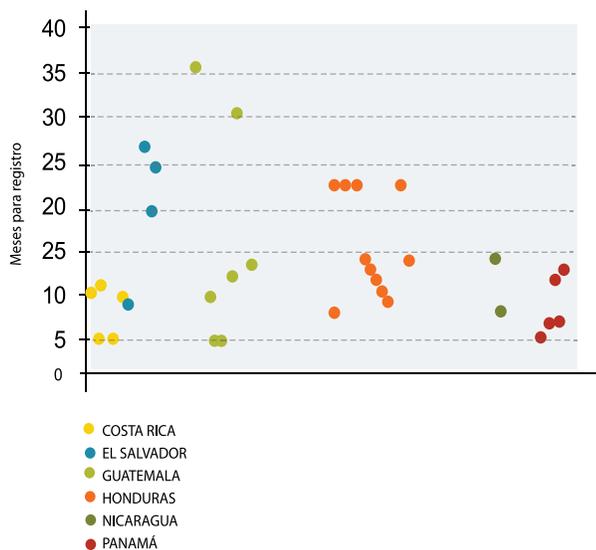
1. Preparación, promoción y revisión del Proyecto en sus etapas iniciales	3 meses
2. Negociación de Acuerdo de Compra y financiamiento de los costos de transacción (independiente del financiamiento del proyecto normal)	Variable
3. Diseño y Formulación del Proyecto MDL (Preparación PDD)	3-4 meses calendario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

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



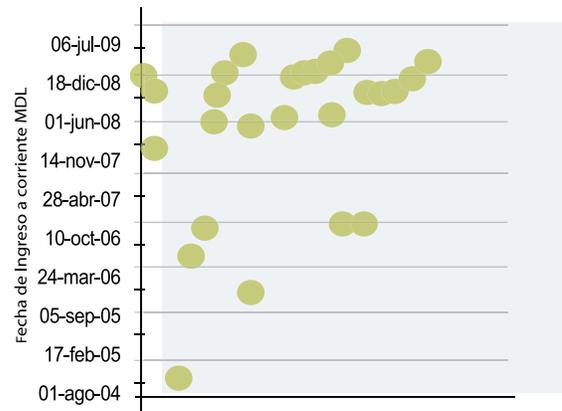
En el caso de los proyectos de energía en Centroamérica, se puede observar que desde el inicio de comentarios y hasta registro, la mayoría de los proyectos duran entre los 5 y 15 meses. La Figura 4.5 presenta tiempos de registro de proyectos MDL en la región, observándose que los rangos son bastante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

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 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>.

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 me-

todologías 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 motriz, 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 interconectada a la red eléctrica se puede concluir que:

1. 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.
2. Los proyectos de generación eléctrica en base a cogeneración, aún cuando sean de pequeña escala deben usar la metodología consolidada de cogeneración lo que hace que su proceso de diseño de documentación MDL sea más compleja que el de otras fuentes de generación debido a que se debe establecer una línea base multi-compuesta relativa a la generación eléctrica, el uso de cualquier combustible auxiliar para calor de proceso y el uso de los residuos de la biomasa.
3. En el caso de proyectos de generación eléctrica captiva con posibilidad de interconexión a la red, pre-

ferentemente en la pequeña escala, se cuenta con combinación adecuada de metodologías que permiten el desarrollo MDL en este segmento.

4. Existen metodologías disponibles para el desarrollo de proyectos MDL a nivel de infraestructuras rurales de energía.
5. 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	Electricidad con Biogás
AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.	2	Generación a partir de residuos de palma y aserraderos
AMS -I.C.+AMS -III.D.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.+AMS -III.H.	2	Electricidad con Biogás

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

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

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

- Determinación de la adicionalidad de proyectos en el MDL.
- Determinación del factor de emisiones de una red eléctrica.

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

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

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

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

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

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

Es posible concluir que existen metodologías y aprendizajes regionales y a nivel país que permiten observar que el desarrollo de documentaciones MDL en los países es factible para proyectos MDL.

El contexto específico del sector de cada país, las características del proyecto en sí mismo, obviamente van a tener repercusión en los elementos claves de validación de los proyectos, pero la experiencia alcanzada en la región indica que es factible desarrollar este tipo de proyectos.

4.5. Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de El Salvador y el factor de emisiones como su característica

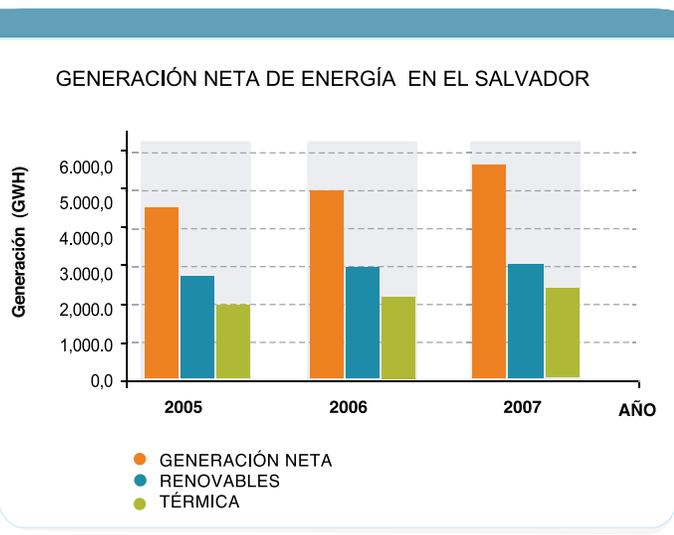
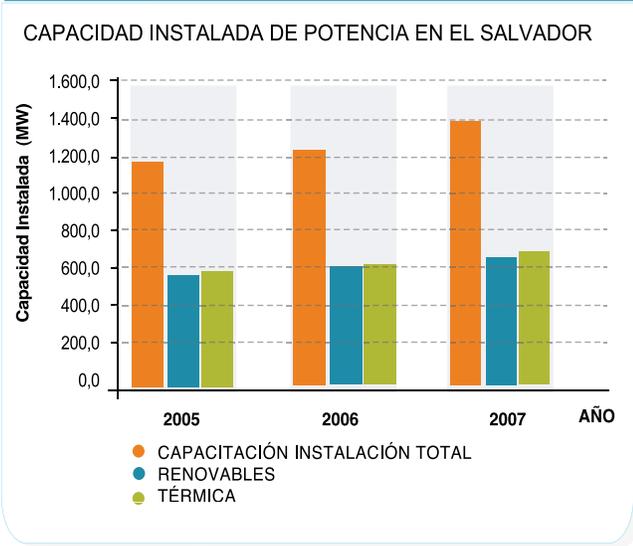
El entendimiento de las tendencias de línea base apoya la visualización futura del potencial MDL para proyectos de generación de energía eléctrica en la región, así como el posible impacto e injerencia del mismo en facilitar un sistema eléctrico más renovable y con mayor contribución al desarrollo sostenible.



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 El Salvador 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 El Salvador



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 El Salvador:

- La capacidad instalada de potencia de energías térmicas crece más rápidamente que la capacidad de energía renovables desde el 2005. La capacidad térmica es mayor que la capacidad de renovables para el 2007, siendo prácticamente iguales en el 2005.
- Del 2006 al 2007, la generación total de energía eléctrica aumento aproximadamente un 10% y prácticamente ese crecimiento fue con plantas térmicas, pues la energía generada con renovables fue la misma.
- Es previsible pensar que el factor de emisiones de la red ha aumentado entre 2006 y 2007. La tendencia de crecimiento en la energía neta generada es más evidente para El Salvador que el factor de adición de capacidades, lo que confirma la tendencia y previsión de aumento en el factor de emisión. 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 El Salvador, 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 Hidroeléctrico Papaloate Pequeña Escala: 0,693 ton CO2/MWh.
- Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: 0,734 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 El Salvador se sitúa junto con Guatemala y Honduras 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 - 0.76
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, El Salvador 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 El Salvador

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 CD₄CDM⁶¹. En este análisis se valoran primordialmente los tipos de proyectos que utilizan fuentes renovables⁶², 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.

⁶¹ 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

⁶² 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

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)

4.6.1. El MDL en el Mundo

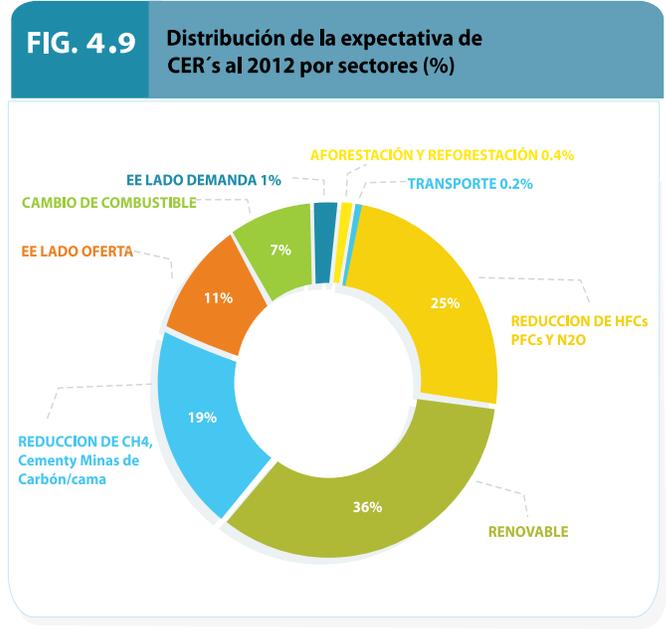
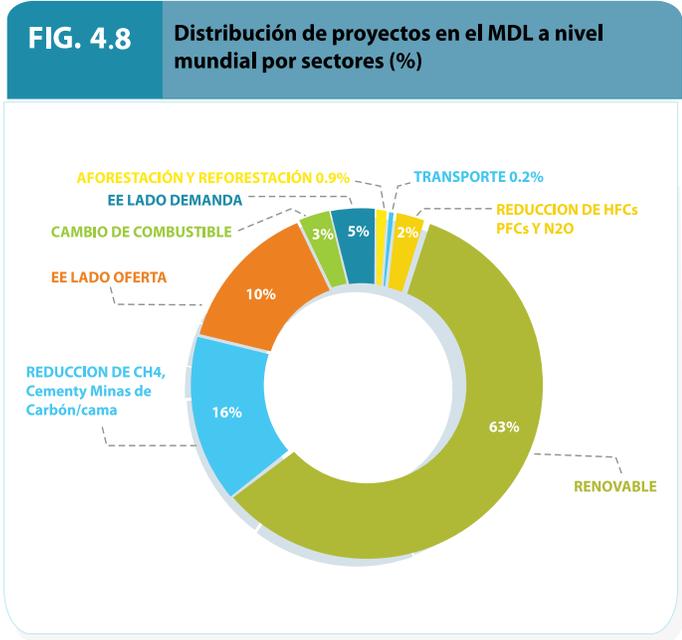
Actualmente se contabilizan cerca de 3.210 proyectos MDL que tienen que ver con la energía renovable en el mundo. La Tabla 4.14 presenta un desglose de las tendencias observadas en este segmento de proyectos MDL.

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	37	5	55	97	
	Combustión de RSM (incluye incineración)	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 bioaás	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 Marea - 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.



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 de la tabla y la figura 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.

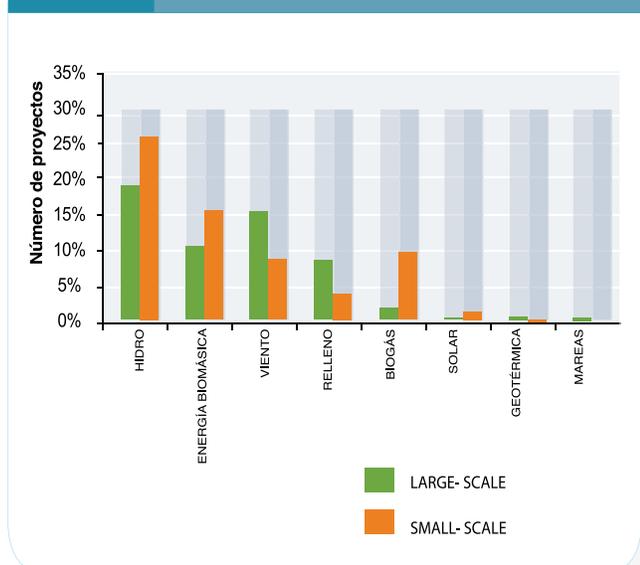
Los proyectos de viento representan aproximadamente el 8.7%, hidroelectricidad 16.6% y geotérmica 5.9% de esas expectativas de reducciones de emisiones. Estos proyectos renovables han venido creciendo desde mediados de 2005 a un ritmo muy estable y representan a la fecha cerca de 80,000 MW propuestos, 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.

tricidad 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).

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 hidroelec-

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	87%
Viento	87%
Biogás	78%
Geotérmico	29%
Solar	18%
Mareas	-

El promedio ponderado de éxito de emisión para la categoría de renovables es 86%, de los casi 33 Millones de toneladas de CER's emitidos actualmente en la categoría renovable, donde el mayor riesgo de emisión parece estar concentrado en los proyectos geotérmicos por solo haber podido entregar un 28% de los CER's esperados, aunque los proyectos de geotermia representan menos del 10% de la expectativa total de CER's de proyectos de energía renovable. Este valor es menor al 99% general, debido a tipos de proyectos muy conservadores en sus estimaciones. En la pequeña escala de la categoría renovable el promedio ponderado es también 86%, con una composición diferente, como se muestra en 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 CD₄CDM⁶³) como fuente de información se justifica y respaldan los siguientes gráficos y análisis.

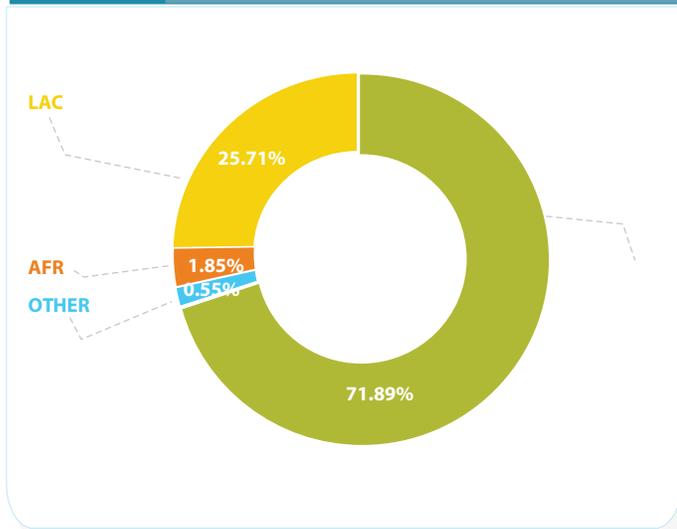
Latinoamérica, con 20 de los 76 países en el mundo que pueden participar como oferentes del MDL, tiene el 19% del total de los proyectos MDL presentados y el 14,5% de los CER's esperados de entregar al 2012.

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.

⁶³ Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risk 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), Africa (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 kCERs		Total		2020 kCERs	
	Nº kCERs	2012 kCERs	2013 kCERs	Nº kCERs	2012 kCERs	2013 kCERs	Nº kCERs	2012 kCERs	2013 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs	2013 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 CO2/Cambio de combustible/Otros gases de CH4 y CO2/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	14	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.

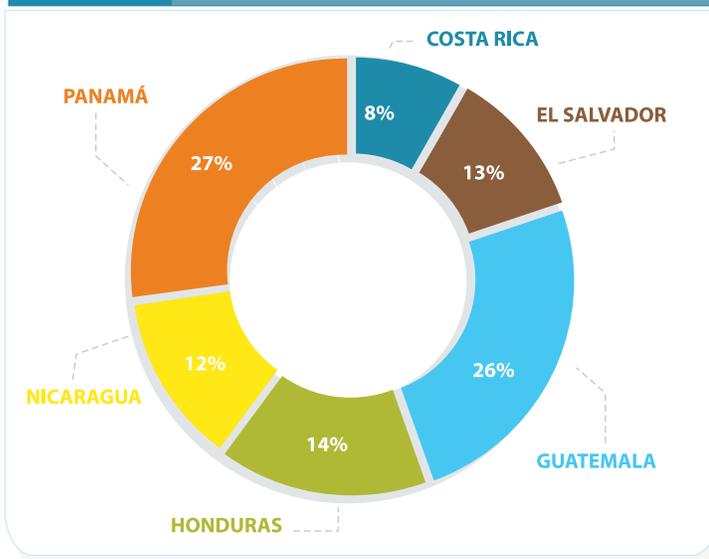


FIG. 4.15

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

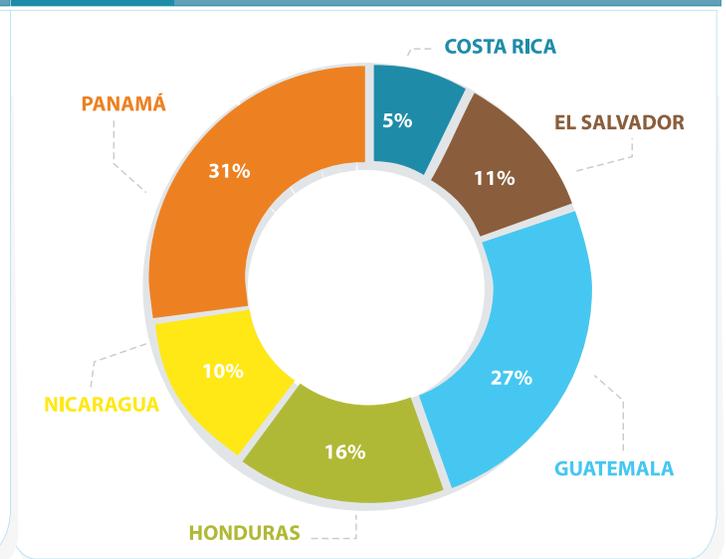


FIG. 4.16 Distribución por estado de los proyectos renovables de Centroamérica.

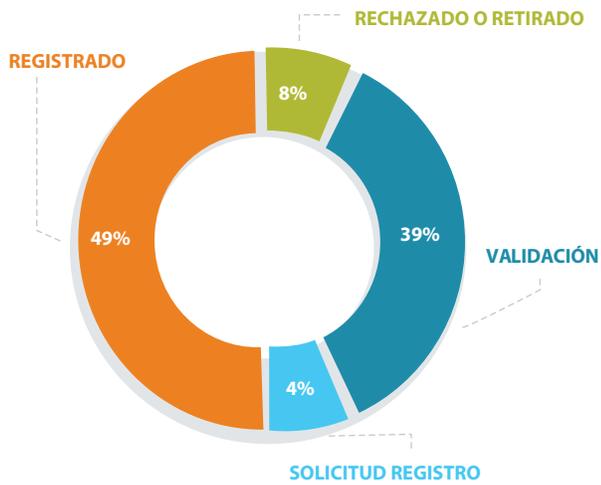


FIG. 4.18 Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a la potencia.

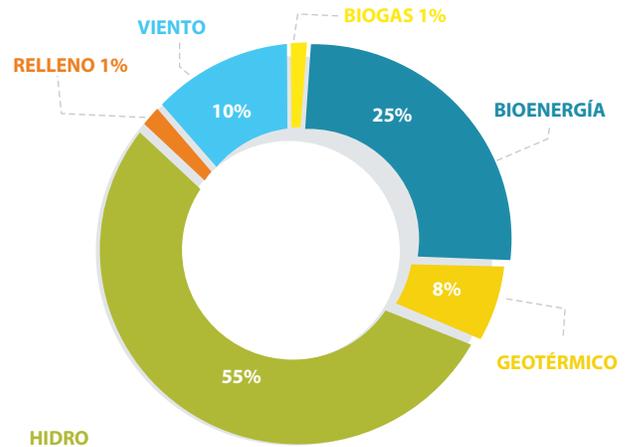


FIG. 4.17 Distribución de proyectos renovables de Centroamérica por tipo.

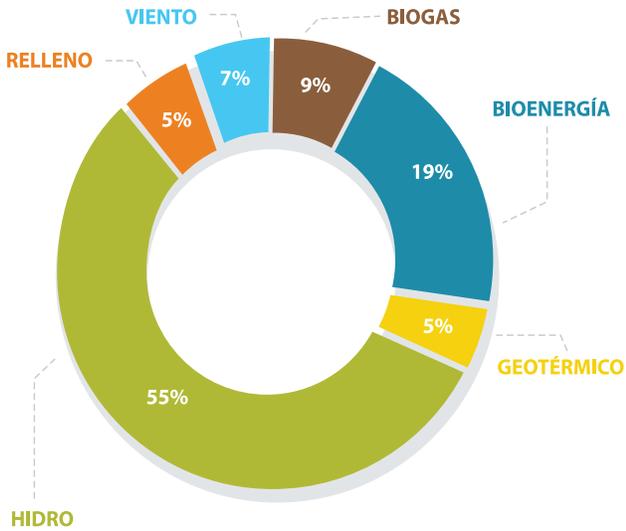
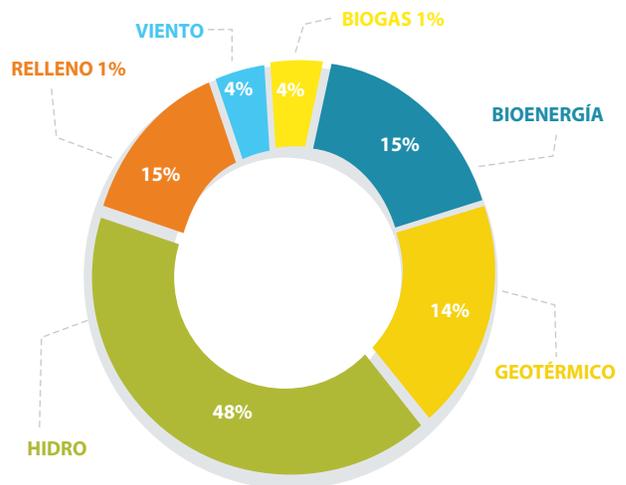


FIG. 4.19 Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a los CER's planeados.



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 El Salvador.

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

TABLA 4.20

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

Nombre	Estado	Tipo	Sub-tipo	2012 ktCO ₂	2020 ktCO ₂	kCERs "issue"	Potencia MW
Relleno Nejapa Gas de relleno a Energía	Registrado	Relleno	-	1231	2681	216	3.0
LaGeo, Proyecto Geotérmico Berlin, Fase II	Registrado	Geotérmia	-	1162	2577		44.0
Proyecto de Cogeneración Central Izalco	Registrado	Biomasa	Bagaso	412	817		42.5
Proyecto de Cogeneración El Ángel	Registrado	Biomasa	Bagaso	278	453		36.0
Planta de Ciclo Binario Berlin	Registrado	Geotérmia	-	224	578		9.2
Proyecto Hidroeléctrico Papalote	Validación	Hidro	Filo de agua	35	90		2.0
Adición de una Micro a la Planta "5 de PH El Chaparral	Validación	Hidro	Existente	6	19		0.6
	Validación	Hidro	Nuevo	163	1365		65.4

El Salvador ha presentado 8 proyectos a marzo 2009, de los cuales 5 ya se encuentran registrados y representan un valor importante de más de 200 MW de potencia instalada, habiendo entregado ya 216 ktCO₂e en total. En El Salvador, la distribución de proyectos por tipo está relativamente concentrada en proyectos de tipo geotérmico así como cogeneración azucarera.

La DNA de El Salvador presenta y mantiene el siguiente portafolio de proyectos de generación de energía renovable (Tabla 4.21), que muestra proyectos de energía que han manifestado su interés en el MDL.



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

Proyectos en etapa de PIN					
Empresa	Nombre del Proyecto	Descripción	Estimación de Reducción (ton CO2 promedio/año)	Estimación de Reducción Total (ton CO2)	Estado
LaGeo, S.A. de C.V.	Campo Geotermico San Vicente	Exploración, desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos de San Vicente para la generación de 54 MW	219,866	1,539,062 (7y)	PDD en elaboración. Ese proyecto ha sido suspendido por razón de resultados de exploraciones no satisfactorios
LaGeo, S.A. de C.V.	Campo Geotermico Chinameca	Exploración, desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos de Chinameca para la generación de 50 MW	190,000	1,330,000 (7y)	El inicio de operación esta previsto para enero 2012.
LaGeo, S.A. de C.V.	Proyecto Geotérmico Unidad 5 de Berfin	Incremento de la generación eléctrica geotérmica actual de 28 MW con la instalación de una quinta unidad de producción	105,000	735,000 (7y)	El inicio de operación esta previsto para enero 2011.
Anteproyecto					
Empresa	Nombre del Proyecto	Descripción	Estimación de Reducción (ton CO2 promedio/año)	Estimación de Reducción Total (ton CO2)	Estado
CECSA	Cucumayo mini Hidro	Repotentación de 3 mini hidro que generará una capacidad de 2.6 MW	~9000-10,000	70,000 (7y)	Estan por terminar el estudio de factibilidad del proyecto
Ingenio el Jiboa	Cogeneration	Cogeneration project			Idea del gerente general de copiar los proyectos de CASSA

Proporcionado por la DNA de El Salvador, actualizado a Noviembre 2008

La mayoría de los proyectos parecen encontrarse en fases muy tempranas de su desarrollo, tanto en el MDL como en su definición técnica y de inversión. Se enfatiza en el potencial geotérmico del El Salvador al lado de la capacidad de la empresa La Geo que ya tiene proyectos registrados y el bajo potencial hidroeléctrico en general que tiene este país y se asocia al portafolio.

4.6.5. Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable El Salvador

El desarrollo de proyectos MDL en El Salvador sigue un patrón muy similar al de los otros países de la región centroamericana, siendo los proyectos de generación renovable los predominantes en los portafolios. En el caso salvadoreño, la mayoría de los proyectos son de energía renovable para la red eléctrica y no se observan proyectos de tipo de generación renovable de tipo captiva (exceptuando un par de ingenios azucareros en cogeneración). Se pueden extraer algunas conclusiones sobre el clima de desarrollo MDL en el país:

- El Salvador cuenta con la institucionalidad así como un esquema aprobatorio adecuado para la otorgación de la carta de aprobación nacional

ante el MDL, que es otorgada por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, como DNA designada ante la UNFCCC y el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- Los procedimientos de aprobación nacional dan un rol importante a la misma DNA del MDL por cuanto en esta dependencia se deben realizar verificaciones sobre estado de cumplimiento de normativas nacionales. Por otro lado se requiere de un PDD traducido al idioma español y de una declaración jurada por parte del desarrollador de proyecto sobre la contribución al desarrollo sostenible (sin existir un machote o plantilla al respecto); temas que requieren de un esfuerzo adicional sobre el participante en la actividad de proyecto MDL.
- Para efectos de valoración de la contribución al desarrollo sostenible, LA DNA se basa en la definición nacional de desarrollo sostenible y existen criterios y parámetros que son utilizados para realizar dicha valoración. El proceso no es claro en relación a temas como ponderación o existencia interna de protocolos de valoración.
- La consideración de consultas específicas a actores locales no es parte explícita del proceso de apro-

bación nacional y este tema se considera parte del proceso de validación que realiza el proyecto y la DOE como parte de las etapas del ciclo de proyecto MDL ante la UNFCCC.

- El desarrollo de proyectos MDL en El Salvador está claramente centrado en proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Dentro de estos proyectos se nota una concentración en proyectos de geotermia (contándose con una empresa como LaGeo que ha generado una importante experiencia en el campo del MDL). El portafolio prospectivo continuará centrándose en dicha fuente geotérmica y se observa poco desarrollo de hidroeléctricas en el portafolio, siendo la mayoría de las propuestas de tamaño grande y en desarrollo por CEL. Es claro que la mayoría de los desarrolladores renovables del país conocen del MDL y obviamente se interesan en su incorporación al desarrollo de sus proyectos.
- Pareciera que aún cuando se ha tomado ventaja de la existencia del MDL, se necesitará profundizar la participación y desarrollo a nivel sectorial para ampliar la contribución del MDL en la atracción de financiamiento para apoyar sendas de energía sostenible en el país a mayor largo plazo.



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

En esta sección se presentan proyectos de energía renovable de hasta 10 MW identificados en El Salvador. Los proyectos en operación son los que publica CEPAL, en su informe anual⁶⁴. Los proyectos en estudio se tomaron de la página web de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica⁶⁵. Como se puede observar, es reducido el número de proyectos que se identificaron, lo que conlleva a

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

Nombre proyecto	Tipo	Cap. MW	Empresa	Etapas de estudio
EN OPERACIÓN				
CECSA	Hidro		7.42	
De Matheu	Hidro		1.50	
Papaloate	Hidro		2.00	
Sensunapán	Hidro		2.80	
SUM A		4	13.7	
EN ESTUDIO				
Minihidro Cucumayo	Hidro		2.60	Anteproyecto
Proyetco Termosolar Aguachapán	Termosolar		4.50 Lageo S.A. de CV	Estudios técnicos
Microcentral 5 de noviembre	Hidro		0.60 CEL	En desarrollo
5 minicentrales (paquete)	Hidro		1.22 SABES (Dr. Boigues)	Factibilidad
SUM A		4	8.9	

Como se puede observar, es reducido el número de proyectos que se identificaron, lo que conlleva a un bajo nivel de actividad que se observa en el país en el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala (hasta 10 MW). Las centrales de hasta 10 MW, incorporadas al SIN, que están hoy en día en operación, representan un 0.95% de la capacidad instalada total. Si todas las centrales que se encuentran hoy en día en estudio estuvieran en operación, las centrales menores a 10 MW representarían cerca de 1.5% de la capacidad instalada total.

⁶⁴ CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

⁶⁵ http://www.sica.int/energia/aea/aea_breve.aspx?IdEnt=117

6. LA BANCA SALVADOREÑA Y LA ENERGÍA RENOVABLE⁶⁶

La primera sección de este capítulo inicia con un análisis del sistema bancario salvadoreño, 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 salvadoreña en términos de activos y cartera de crédito durante los dos últimos años. Finalmente se presentan estadísticas con respecto al comportamiento histórico de las tasas de interés activas. La información presentada en esta primera sección servirá de fundamento para el análisis que se hace en la siguiente.

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

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

lización 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

De los bancos tradicionales de El Salvador, ya sólo unos pocos conservan su nombre. En ese mercado, hoy en día juegan un papel muy importante los bancos internacionales, tales como Citibank, HSBC y Scotiabank. Aún el Banco Agrícola, uno de los nombres de mayor trayectoria y el banco más grande del país, fue adquirido por el suramericano Bancolombia. También están presentes dos de las cadenas de bancos regionales: BAC (hoy en día con participación accionaria de GE Consumer Finance) y Promérica; y otros bancos de capital extranjero: Banco Procredit, Banco G&T Continental El Salvador, y First Commercial Bank. En resumen, sólo los dos bancos estatales, el Hipotecario de El Salvador y el de Fomento Agropecuario, son de capital salvadoreño. Según datos de balance de diciembre 2008, más del 95% de los activos bancarios en El Salvador pertenecen a instituciones de capital eminentemente extranjero.

La Tabla 6.1 presenta en forma resumida la conformación del sistema bancario salvadoreño. Presenta el número de entidades en cada categoría, así como el total de activos que, según datos de la Superintendencia del Sistema Financiero (SSF) reflejaba cada categoría al cierre de diciembre de 2008. Las cifras están expresadas en millones de dólares.

⁶⁶ Todas las cifras relativas a datos de balance de los bancos se tomaron de la Superintendencia del Sistema Financiero. <http://www.ssf.gob.sv>. Los datos relativos a tasas de interés fueron tomados del Banco Central de Reserva de El Salvador. <http://www.bcr.gob.sv>



TABLA 6.1 El Salvador- Sistema bancario, dic-2008

	Nº entidades	Activos millones US \$	%
Bancos comerciales privados	9	12,865.7	95.4%
Bancos estatales	2	614.0	4.6%
TOTAL		13,479.7	100.0%
Bancos de capital extranjero	9	12,865.7	
Banco más grande del país (por activos)	AGRÍCOLA	3,856.8	

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

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

El sistema bancario salvadoreño presenta un alto grado de concentración y segmentación en cuanto a tamaño. Los cuatro bancos más grandes, todos privados y con activos superiores a US\$ 2 mil millones, representan el 81.2% de los activos totales del sistema bancario. Los seis bancos más pequeños tienen todos activos iguales o menores a los US\$ 400 millones. En este segmento se ubican los dos bancos estatales. En medio de estos dos grupos se ubica el Banco de América Central, con activos ligeramente superiores a US\$ 1 mil millones. Los activos del Banco Agrícola, el más grande del país, representan más el 28.6% de ese total.

La exposición máxima, que también se muestra en la tabla, estima el monto total que un banco le puede otorgar a una persona física o jurídica. Esto según lo que establece el Artículo 197 de la Ley de Bancos ⁶⁷, el cual dice que los bancos no podrán conceder créditos ni asumir riesgos por más del 25% de su Fondo Patrimonial con relación a una misma persona natural 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 de cada banco en la fecha indicada, y no al “Fondo Patrimonial”.

⁶⁷ Ley de Bancos, Decreto No. 697, de setiembre de 1999, y sus reformas posteriores. <http://ftp.cnbs.gov.hn/leyes/leysis.pdf>

TABLA 6.2 Bancos de El Salvador Tamaño por activos y patrimonio

Bancos	Activos \$	Activos %	Patrimonio \$	Exposición máxima \$
Banco Agrícola, S.A.	3,856.8	28.6%	488.7	122.2
Banco Citibank de El Salvador, S.A.	2,851.3	21.2%	404.8	101.2
Banco HSBC Salvadoreño, S.A.	2,149.8	15.9%	278.3	69.6
Scotiabank Salvador, S.A.	2,085.5	15.5%	233.5	58.4
Banco de América Central, S.A.	1,086.4	8.1%	113.7	28.4
Banco Hipotecario de El Salvador, S.A.	401.4	3.0%	39.4	9.8
Banco Promérica, S.A.	396.5	2.9%	29.8	7.5
Banco Procredit, S.A.	270.9	2.0%	25.8	6.5
Banco de Fomento Agropecuario	212.7	1.6%	25.9	6.5
Banco G&T Continental El Salvador, S.A.	151.5	1.1%	29.5	7.4
First Commercial Bank, Sucursal	16.9	0.1%	15.1	3.8
TOTAL	13,479.7	100.0%	1,684.4	

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

*2. Cifras en millones de US\$.

*3. Las cifras de activos no incluye derechos futuros y contingencias.

*4. Exposición máxima es el porcentaje máximo (25%) de su Fondo Patrimonial que un banco puede prestar a una sola persona física o jurídica según Artículo 297 de Ley de Bancos (Decreto 697, de setiembre de 1999 y sus reformas posteriores). En el cuadro se aplico el porcentaje al total de patrimonio, po lo que la cifra indicada debe considerarse una aproximación.

*5. Las cifras consignadas para Banco Citibank de El Salvador incluye los activos y el patrimonio de Citibank NA El Salvador.

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 salvadoreña en años anteriores. Aunque a un ritmo mucho más lento, tanto a nivel de activos como de cartera de crédito, el sector siguió creciendo durante 2008.

La Figura 6.1⁶⁸ que se presentan a continuación muestra el comportamiento (promedios ponderados) de las tasas activas, a menos de 1 año y a más de un año plazo, para los años 2006 a 2008.

El análisis de la figura lleva a las siguientes conclusiones:

- Las tasas de corto plazo, que venían mostrando un comportamiento bastante estable, alcanzaron un mínimo de 7.20% en junio de 2008. A partir de ese momento empezaron a subir, hasta alcanzar un máximo en diciembre de 2008 de 9.58%. Aumentaron 2.38% en un período de 6 meses. Las tasas largo plazo, que venían mostrando una ligera tendencia al alza, empezaron a crecer más rápidamente a partir de julio de 2008, momento en que se encontraban a 9.29%. Ya para diciembre 2008 habían alcanzado niveles de 10.46%, o sea, un incremento de 1.17% en cinco meses.
- Las tasas de interés activas en el sistema bancario salvadoreño 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 salvadoreño.

TABLA 6.3 Bancos de El Salvador Evolución de activos y carteras de crédito

	dic-06	dic-07	dic-08
Activos totales	11,762.4	13,058.2	13,479.7
Cartera de créditos	7,932.7	8,691.1	8,935.2
Crecimiento			
Activos totales		11.0%	3.2%
Cartera de crédito		9.6%	2.8%

* 1 Cifras en millones de US\$

*2. Las cifras de activos no incluye derechos futuros y contingencias.

⁶⁸ Elaboración propia con datos del Banco Central de Reserva de El Salvador (<http://www.bcr.gob.sv>)

6.2 La banca salvadoreña y los proyectos de generación eléctrica.

El contenido de la presente sección se elaboró con base en las entrevistas con representantes de los cuatro mayores bancos de El Salvador, todos con activos superiores a US\$ 2 mil millones. Las personas entrevistadas ocupan puestos a nivel de dirección o gerencia de banca corporativa y de finanzas corporativas. 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.

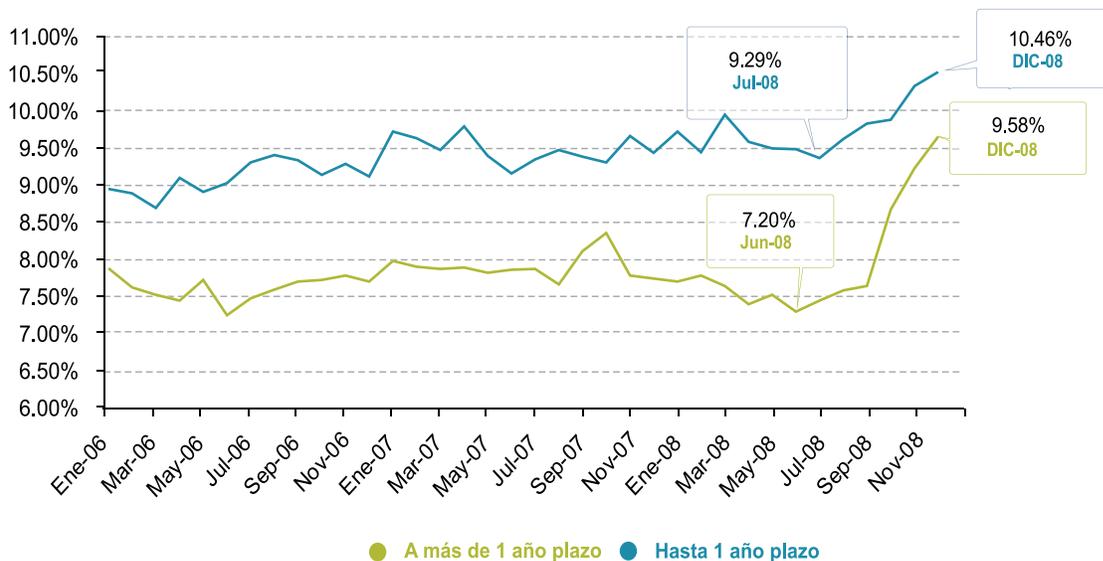
A continuación un resumen de los hallazgos:

Como primer punto, hay que destacar que la banca salvadoreña ha tenido una muy limitada relación con proyectos de energía renovable de pequeña escala (menores a 10 MW). Su experiencia con el sector eléctrico resulta principalmente de su relación con la estatal CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa), con los generadores térmicos privados y con las distribuidoras, también privadas, todos con un claro perfil corporativo. Como producto de las entrevistas queda claro que esta relación limitada es el resultado de un nivel bajo en el desarrollo de centrales eléctricas renovables de pequeña escala (cuya inversión total se estima que puede alcanzar los US\$ 30 millones⁶⁹).

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

Todos los bancos visitados (Agrícola, Citibank, HSBC y Scotiabank) tienen dentro de su cartera de clientes a empresas del sector eléctrico. Sin embargo, sólo uno de ellos (HSBC) indica haber participado en el financiamiento de dos centrales hidroeléctricas de pequeña escala (menores a 10 MW). Indica además interés en seguir apoyando proyectos de esta naturaleza. Es notorio el conocimiento de los funcionarios de este banco en cuanto a las particularidades y la problemática de las centrales eléctricas renovables de pequeña escala.

FIG.6.1 El Salvador - Tasas de Interés activa



⁶⁹ El monto de US\$ 30 millones se fundamenta en un supuesto muy conservador de US\$ 3 millones por MW instalado.

Relación deuda a capital accionario: Según lo manifestado durante las entrevistas, la tendencia es requerir de los promotores de proyectos de energía renovable de pequeña escala un aporte no menor al 25% de la inversión total proyectada.

Monto de los préstamos: El sistema bancario salvadoreño 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.

Tasas de interés: La fijación de tasas en los préstamos en moneda extranjera guarda poca relación con las tasas de interés de referencia internacional (Libor 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 8 a 12%.

Plazo y período de gracia: Dos de los bancos manifestaron disposición de otorgar plazos de hasta 10 años. Los otros dos bancos, sin embargo, fueron muy claros en cuanto a que, a menos de que cuenten con líneas de crédito del plazo adecuado, sus financiamientos para proyectos de inversión serían a un plazo de 5 años. Explicaron, sin embargo, que a pesar del plazo más corto, se calcularían las cuotas de amortización con base a un período más largo, y se contemplaría un pago fuerte de amortización tipo “balloon” al final del plazo, el cual sería renegociado al aproximarse la fecha de vencimiento. Para los financiamientos de largo plazo es factible incluir un período de gracia 2 a 3 años.

Garantías: La valoración de las garantías estará muy ligada a la valoración de los atributos del promotor del proyecto, tanto en relación a su capacidad de pago como de ejecución. Los activos fijos que resultan de la inversión en un proyecto de generación con fuentes renovables son considerados como mercancías no realizables, y por lo tanto, se les asigna poco valor como garantía.

Barreras percibidas por los bancos

La banca observa con preocupación la injerencia que durante los últimos 3 ó 4 años ha tenido el Estado en el sector eléctrico (sobre todo en cuanto a subsidios),

y la poca claridad en cuanto al papel que deben jugar los diferentes grupos de actores, públicos y privados. Se comenta la necesidad que tiene el país de políticas más claras para el sector.

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 facilitarán la negociación con los bancos.

- Trámite de permisos, licencias de construcción y estudio de impacto ambiental concluido.
- Promotores con experiencia en la ejecución de proyectos de inversión, y con capacidad de pago demostrada.

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:

Como resumen de esta sección, se puede concluir que la banca salvadoreña tiene la capacidad financiera y el conocimiento específico necesario para analizar proyectos del sector eléctrico y para estructurar financiamientos que variarán en complejidad según el tamaño y las características de cada caso. Es claro que ha habido muy poca actividad en el desarrollo de centrales eléctricas de fuentes renovables de pequeña escala, pero caben pocas dudas en cuanto a que la banca atenderá las necesidades de este sector en la medida en que la actividad en el desarrollo de proyectos aumente.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la banca será rigurosa en la evaluación de los proyectos, y en la evaluación de la experiencia y la capacidad de pago de los empresarios y las empresas que presenten esos proyectos. 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. La internacionalización de la banca salvadoreña también ha contribuido a que los procesos de evaluación sean más exhaustivos y rigurosos.



6.3 Conclusiones.

En el sistema bancario salvadoreño predomina la banca internacional. Más del 95% de los activos del sistema pertenecen a bancos de capital extranjero. La banca de este país está muy consolidada, y ha desarrollado sólida experiencia en el entendimiento del mercado eléctrico salvadoreño, cuya regulación es considerada muy abierta. Sin embargo, la relación de la banca con este sector proviene de su interacción con actores de mayor tamaño: distribuidoras y generadores térmicos privados y con la estatal CEL. Sólo uno de los bancos consultados indicó haber participado en el financiamiento de proyectos renovables (específicamente hidroeléctricos) de pequeña escala.

La presencia de bancos internacionales impone estándares de evaluación particularmente rigurosos. Eso, combinado con el claro entendimiento que tiene la banca de los riesgos asociados a los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, exige de los desarrolladores una preparación cuidadosa de sus proyectos y de sus planteamientos a la banca.

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.

El análisis de las garantías en un crédito a este sector será integral, y comprenderá mucho más que la valoración de los activos fijos pignorados. Se asignará mucha importancia a la solidez de elementos tales como contratos de construcción, contratos de compra y venta formales (PPA), y cumplimiento de todas las exigencias legales y ambientales.

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 ARECA. Los proyectos que se han realizado en este país se ajustan en tamaño e inversión requerida a los montos que alcanza dicho mecanismo. Se externaron comentarios en el sentido de que su utilidad dependerá del costo asociado al mecanismo, y de los trámites que involucre su utilización. 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 facilitará su utilización.

Para poder poner en contexto las tasas de interés que los banqueros salvadoreños 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.

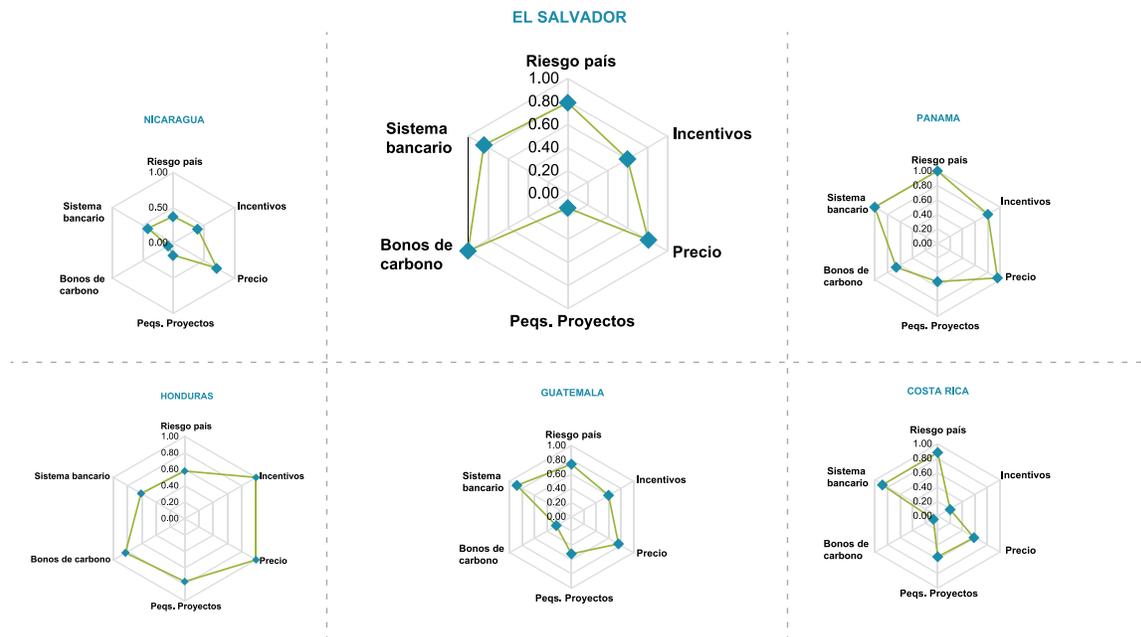
El trabajo realizado en la elaboración del presente documento ha considerado una serie de temas ordenadores de la situación observada a nivel país, que se centran en aspectos relevantes como: la situación del mercado eléctrico e incentivos a la energía renovable/permisos requeridos para el desarrollo 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 conclusiones 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 presen-

tada 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 Salvador, se puede concluir que el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala presenta retos importantes.



La base de recursos energéticos disponibles en El Salvador con respecto a su capital natural hace que la contribución de los pequeños proyectos interconectados a la red tienda a ser una de las más bajas de la región centroamericana. Posiblemente exista espacio para desarrollar hidroeléctricas de pequeña capacidad y co-generación de residuos de biomasa y de otros sectores industriales. Sin embargo el nivel de actividad en desarrollo de proyectos en la escala 0-10 MW es el más bajo de la región; constituyéndose esto en un factor limitante muy importante.

El nivel de riesgo país no parece ser un factor crítico para el establecimiento de esquemas financieros adecuados para las escalas de potencia instalada, de interés a este estudio de mercado; notándose que puede haber condiciones de la banca local, particulares al financiamiento de proyectos en relación a plazos relativamente cortos de los préstamos y a requerimientos de estructuración ex ante del capital accionario del proyecto. Pareciera que la banca local tiene capacidades e interés en el sector eléctrico.

Teniendo una de las arquitecturas de mercado eléctrico más abiertas de la región centroamericana, el país cuenta con un nivel intermedio de sistemas de incentivos para la energía renovable que deberán ser revisados con el objeto de lograr una mejor señal para los desarrolladores de pequeña escala. Posiblemente en el país, se necesiten introducir nuevos objetivos de política energética al considerar la energía renovable de pequeña escala, que tendrán que ver con participación de capitales más pequeños en la industria, seguridad energética y resiliencia ante crisis y "shocks" energéticos; lo que de seguro abrirá una discusión importante frente a procesos de integración ante la puesta en marcha de los mercados regionales de electricidad.

Las señales de precios observadas en el mercado eléctrico salvadoreño son interesantes para el desarrollo y competitividad de participación de las pequeñas renovables, sin embargo podrían estar existiendo barreras de acceso a contratos para este tipo de energías y principalmente pueden existir barreras de conocimiento por parte de desarrolladores de proyectos de pequeña escala sobre como estructurar estrategias competitivas de comercialización en el competitivo mercado que ya existe en el país.

La participación en el MDL ha sido pequeña, pero concentrada en la energía renovable principalmente de tipo geotérmico que ha dominado el portafolio renovable del país recientemente. Los desarrolladores de este tipo de proyectos buscan las rentas del MDL como un

"consolidador" de flujos de ingresos de proyectos, pero no se ha detectado apalancamiento financiero durante la estructuración de créditos de financiamiento (existiendo un banco local con interés y motivación en este tema), reafirmando la tesis de que el MDL es interesante al desarrollador renovable pero no es todavía una condición habilitante para el financiamiento de proyectos en el país.

El sistema bancario nacional tiene capacidades importantes así como experiencia en el sector eléctrico; aún cuando la misma se encuentra concentrada en el financiamiento de proyectos en escalas superiores a los 10 MW, y al financiamiento de actores de la industria diferentes a los pequeños desarrolladores renovables.

Acelerar el desarrollo de pequeñas energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo muy enfocado para lograr desarrollar e interconectar los portafolios identificados en el país para lo cual se puede apoyar a proyectos muy claramente identificados en su desarrollo de cierres financieros, y capacitación de pequeños desarrolladores. Se ocupa de fomentar una discusión nacional sobre nuevos objetivos de políticas energéticas y su relación a las arquitecturas de mercado eléctrico, abriendo el camino a nuevas innovaciones que serán requeridas para lograr desarrollar nuevos proyectos renovables de pequeña escala.

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. Desarrollar un trabajo sistematizado que acompañe el que hacer de la formulación de políticas energéticas del país, incorporando elementos de seguridad energética y construcción de resiliencia; que permita mejorar la percepción de contribución que puede tener la energía renovable y la generación distribuida en el contexto de operación de un mercado abierto.
2. Proveer capacitación, intercambios dirigidos u otras modalidades de fortalecimiento del conocimiento; que levanten las capacidades de los desarrolladores de proyectos renovables de pequeña escala para enfrentar el planteamiento de esquemas de comercialización, que permitan adelantar los portafolios nacionales de la pequeña escala renovable.
3. Apoyar a la banca local salvadoreña para adecuar sus capacidades para generar procedimientos y sistematizaciones de "due-diligence" adecuados a una demanda potencial identificada de proyectos de pequeña escala que están en búsqueda de financiamiento.

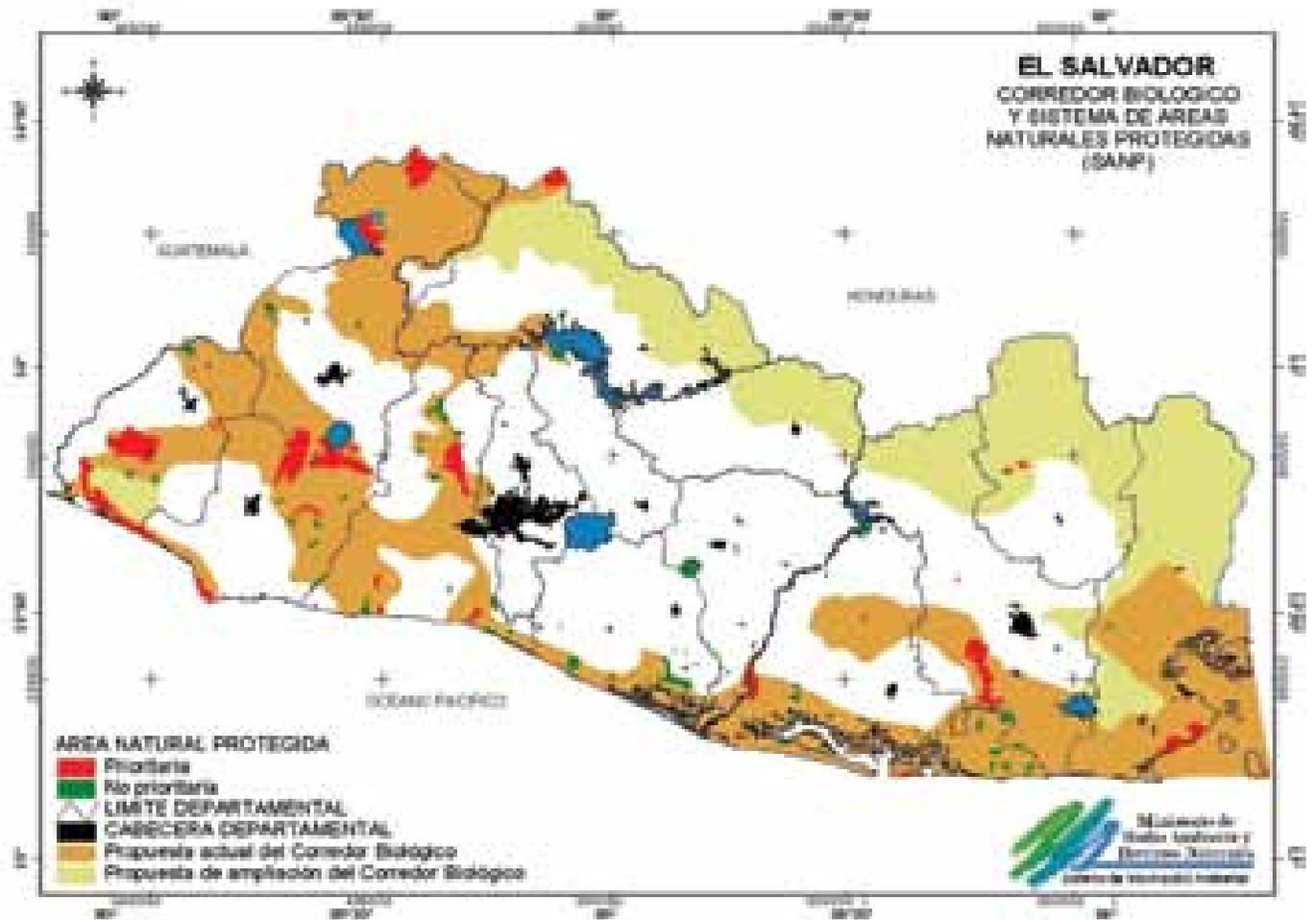


4. Contribuir a la identificación y discusión nacional de acciones innovadoras a nivel internacional sobre cómo se están dando procesos de incorporación de generación renovable dispersa en contextos de mercados eléctricos como respuesta a objetivos de políticas relacionadas con cambio climático, seguridad energética, cambio de contexto de participación de actores más pequeños y locales, etc.
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.

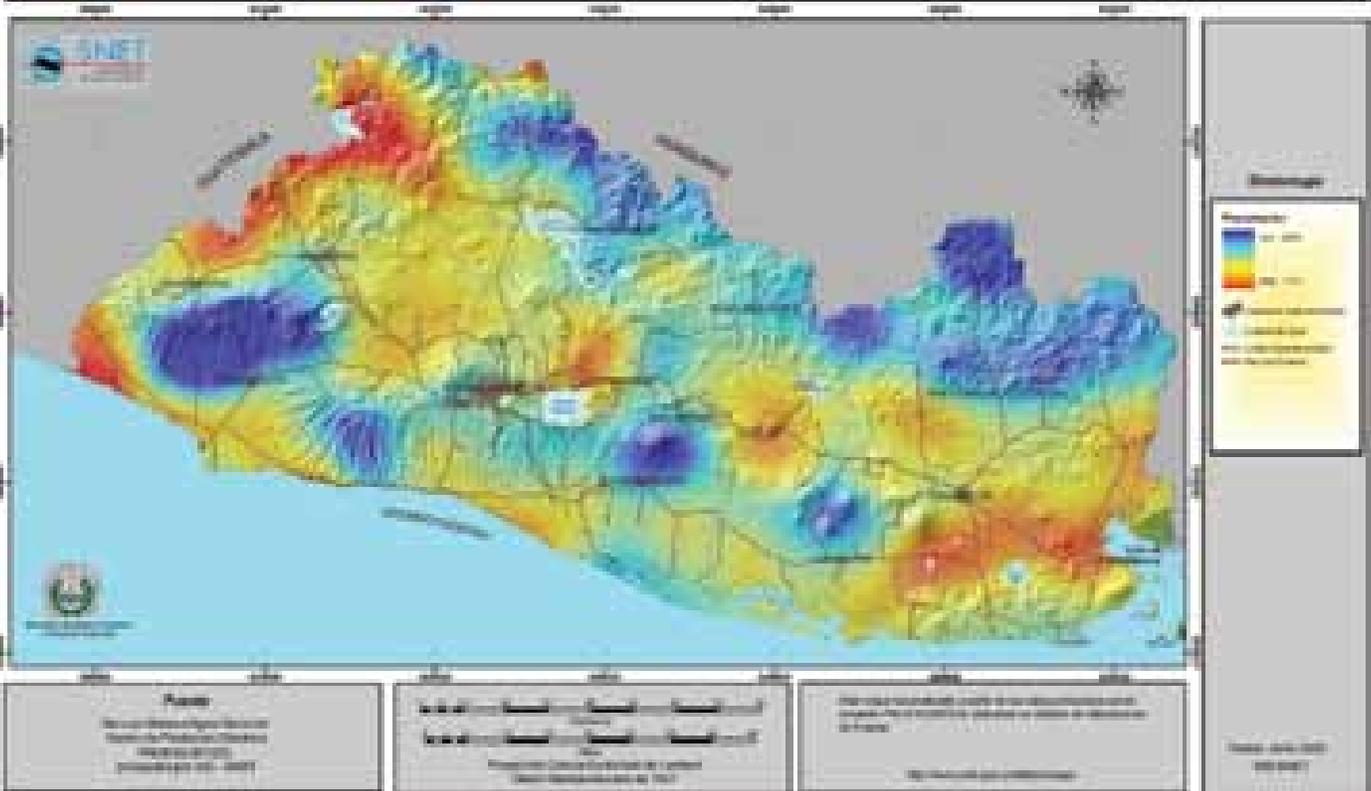


ANEXO 1. Mapas

El Salvador, Ubicación de zonas protegidas.



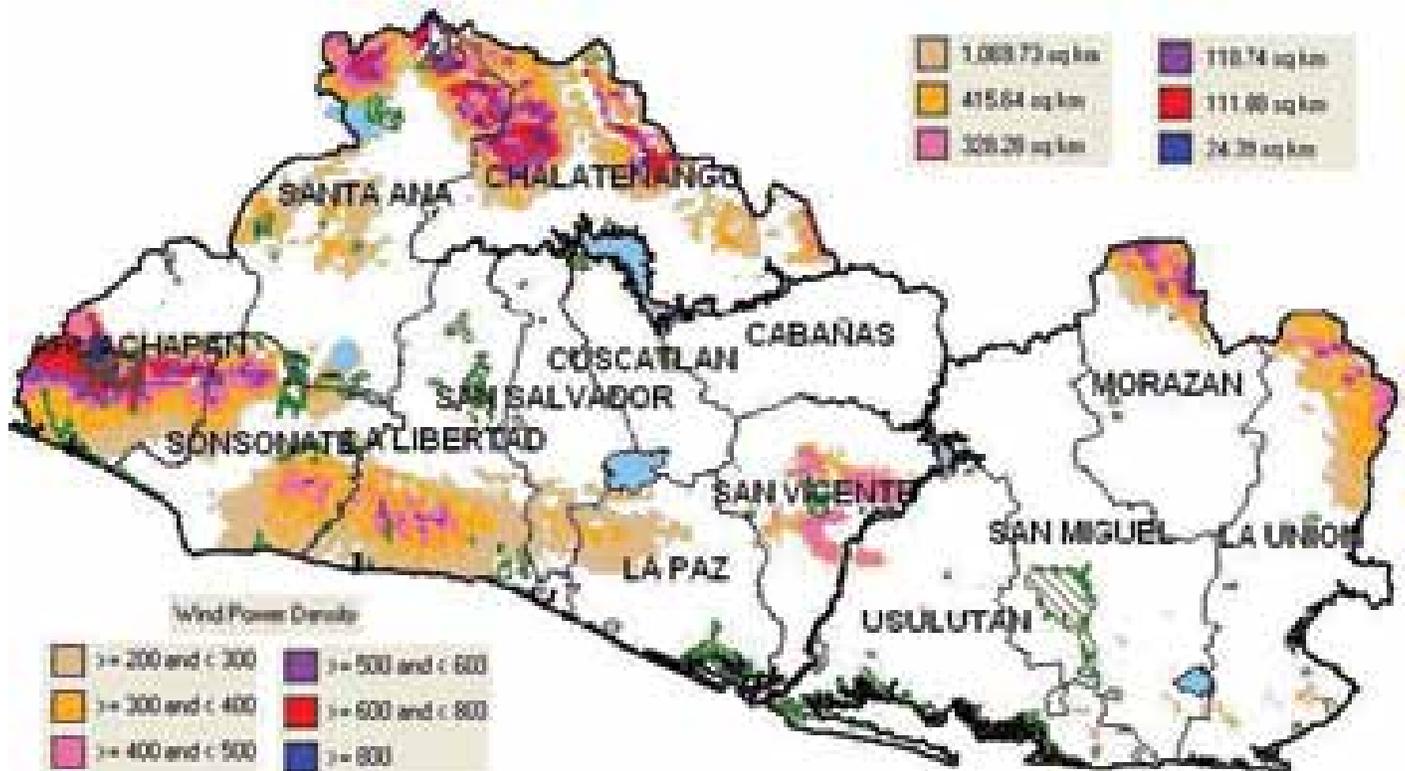
El Salvador, precipitación promedio anual



El Salvador, temperatura promedio



El Salvador, densidad eólica⁷⁰



⁷⁰ Ing. 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_W4GX86S75701NUX1E2BMFI1JBT8GJX	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_GTS8WVST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ	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_PJSD36RRF6X16OA7CSTR7H38OXVJTG	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_15YH7UTNQ40J8MGMVX62CGNE0K49Y0	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_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSN1OK3G	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_A8GLSD22RA5ANXTONRGFTVRF69004Z	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_0UHVASBMYE52K6O8F10LEGUEA6EFCI	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_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQ649TMS	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_XSQZ9OTPYIVL9O1AUDP7PV1JGX2WBJ	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/9WQMVLRC9VIYMZ1BZS0B6KI6IIQB3	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_ONJGVJ1GKOE3VL086HLS4WSWLZX53	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/PGZZ4XP5JIB9T5XN30YLQTRZQK0859	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_Q5M2YK2BPIMBB33IL679IUQKPSDBPK	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_ZLLERU6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD	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_R9YH4PM0RKNA5RGIFOTUM047IGZIS2	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/DM147XSRKQJ03QED5DR03KU07LUUX9	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_JABHS4OBNJOG5AV8FT345F5KI5OV9X	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_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG	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/OOA3HLW2Q45KY6YJ0XLDS4TXU77PFO	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_4E2WZ1VW1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK	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 ⁷¹
- DEG Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo ⁷²
- FMO Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company)⁷³
- FINNFUND (Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd)⁷⁴

Instituciones privadas

- RBC Caribbean (anteriormente RBTT)
- E+Co⁷⁵.

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.

Restricciones en cuanto a países donde operan

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

⁷¹ www.b-i-o.be

⁷² www.deginvest.de

⁷³ <http://www.fmo.nl/>

⁷⁴ www.finnfund.fi

⁷⁵ <http://www.eandco.org>



- BIO: Para la selección de los países en que opera utilizan criterios de OECD⁷⁶. De acuerdo a este criterio, Costa Rica y Panamá, por ser catalogados “países de ingresos medios altos” (“upper middle income countries”) quedan excluidos. Los demás países de la región sí pueden optar al financiamiento de esta institución.
- CAF: Su actuación se circunscribe a sus países socios. En Centroamérica, sólo Panamá y Costa Rica son socios de esta institución.
- Finnfund puede aportar no sólo financiamiento en forma de crédito, sino que también ofrece financiamientos tipo mezzanine e inversiones en acciones comunes de empresas.

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

- Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility (CAREC)⁷⁷, administrado por E+Co Capital: Cuenta con un capital de US\$ 20 millones, y hace sus inversiones mediante instrumentos mezzanine y de deuda. Invierte en proyectos de generación de energías renovables, eficiencia energética y energía limpia en los 7 países de Centroamérica (contempla a Belice). Dentro de los instrumentos mezzanine que utiliza contempla los créditos subordinados, acciones preferentes y otros de “cuasi-capital”. Su rango de inversiones es desde US\$ 500 mil hasta US\$ 2.5 millones, lo cual le permite participar en proyectos cuya inversión total se ubica entre los US\$ 500 mil y los US\$ 2.5 millones.
- Central American Mezzanine Infrastructure Fund (CAMIF)⁷⁸: Este fondo, de reciente lanzamiento en el mercado centroamericano (cierre financiero en diciembre de 2008), está enfocado en inversiones en proyectos de infraestructura (transporte y logística, energía, gas y petróleo y telecomunicaciones, etc.) promovidos por el sector privado. Como el nombre del fondo lo indica, utiliza instrumentos mezzanine en la forma de deuda subordinada, con algún componente de capital. El rango de sus inversiones es de US\$ 5 a US\$ 20 millones. Tiene preferencia por proyectos que tengan capacidad de retribuir intereses o dividendos preferentes en un corto plazo, razón por la cual las inversiones del fondo se ajustan particularmente a proyectos próximos a entrar en operación, o para ampliaciones de proyectos existentes .

⁷⁶ http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en_2649_34447_2093101_1_1_1_1,00.html

⁷⁷ http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html

⁷⁸ Administrado por EMP Latin America (www.empglobal.com)



ANEXO 4.

Las bolsas de valores de Centroamérica. ^{79 80}

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

GUATEMALA

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

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

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

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

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

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

	US\$	%
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.

⁷⁹ El material contenido en este Anexo fue elaborado por el Señor Matthew Sullivan, especialista internacional en bolsas de valores.

⁸⁰ 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.

	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

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).

PANAMÁ

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

	US\$	%
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	48,401	3,712	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	87,30	8,92	205,66	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.



50 años



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.idb.org | areca_project@idb.org

GUATEMALA: 16 Calle 1-48, Zona 9 Guatemala, Guatemala. Tel: (502) 2415-5200 Telefax: (502) 2331 1467

EL SALVADOR: Calle La Reforma No. 130, Col. San Benito, San Salvador, El Salvador. Tel: (503) 2207 6100 Telefax: (503) 2361 6136

HONDURAS: Boulevard Suquia, Apartado Postal 770, Tegucigalpa, Honduras. Tel: (504) 240 2058 Telefax: (504) 240 2108

NICARAGUA: Carretera RCR- Plaza España, Apartado Postal 2090, Managua, Nicaragua. Tel: (505) 2253 9960 Telefax: (505) 2239 4149

COSTA RICA: De la Fuente de la Esperanza, 25 avda. Este, Apartado Postal 10275-1100, San José, Costa Rica. Tel: (506) 2253 2101 Telefax: (506) 2253 2101

