

Oportunidades de Inversión Sector Energía Renovable



REPÚBLICA DE HONDURAS

PROGRAMA NACIONAL DE PROMOCIÓN DE INVERSIONES

OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN SECTOR ENERGÍA RENOVABLE

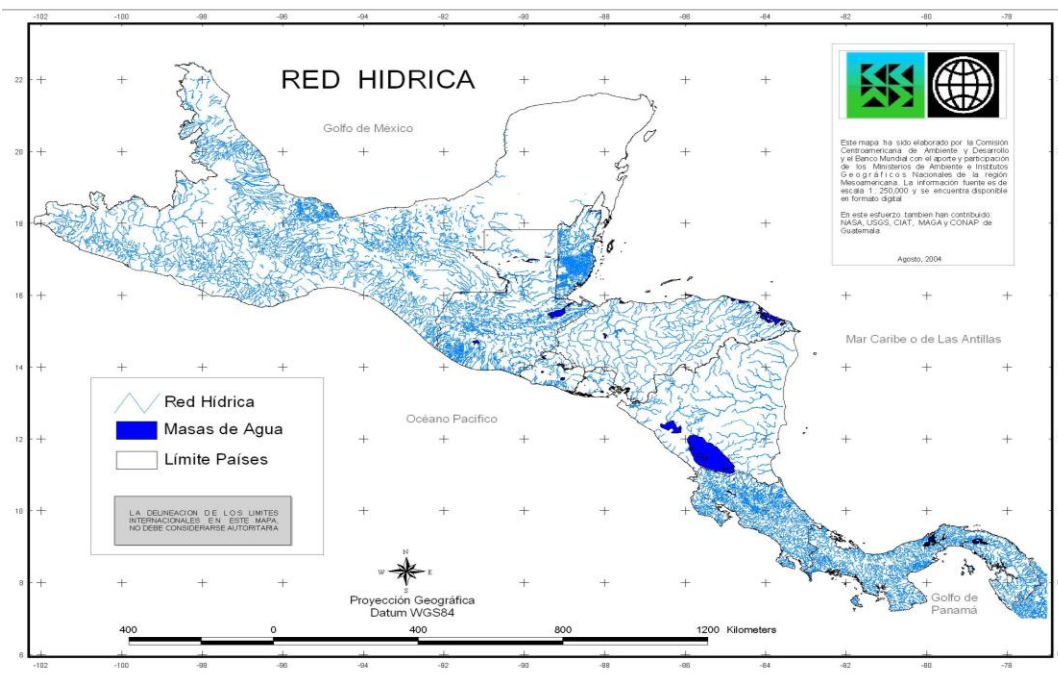
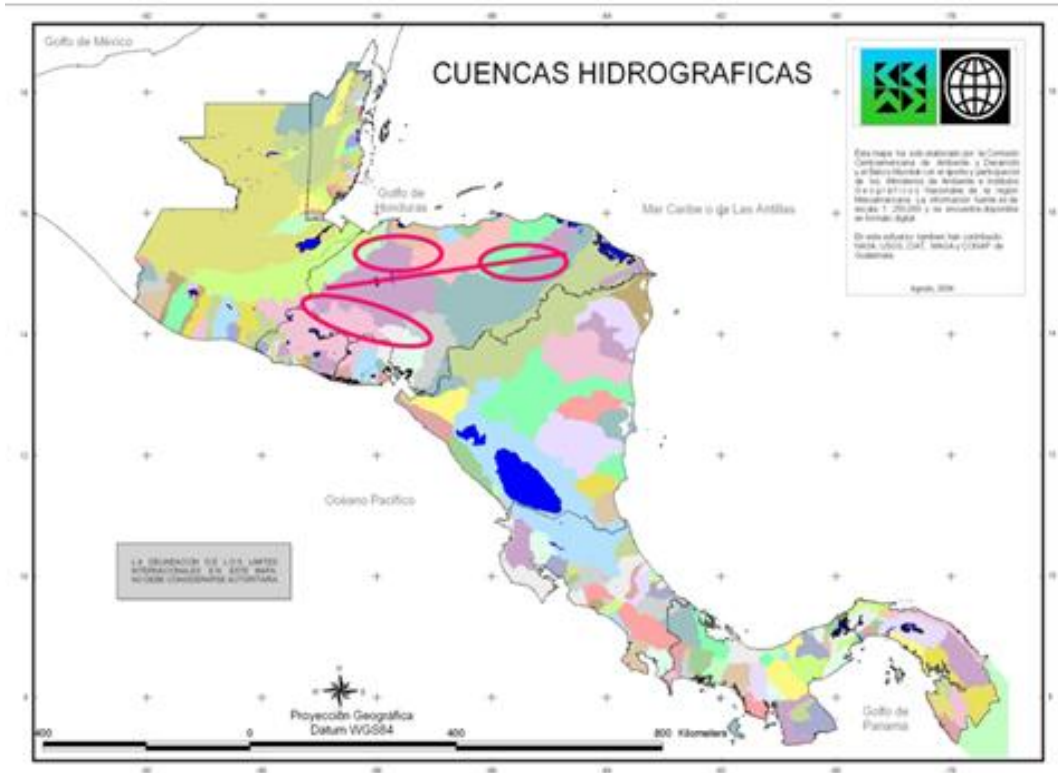
Honduras is Open for Business

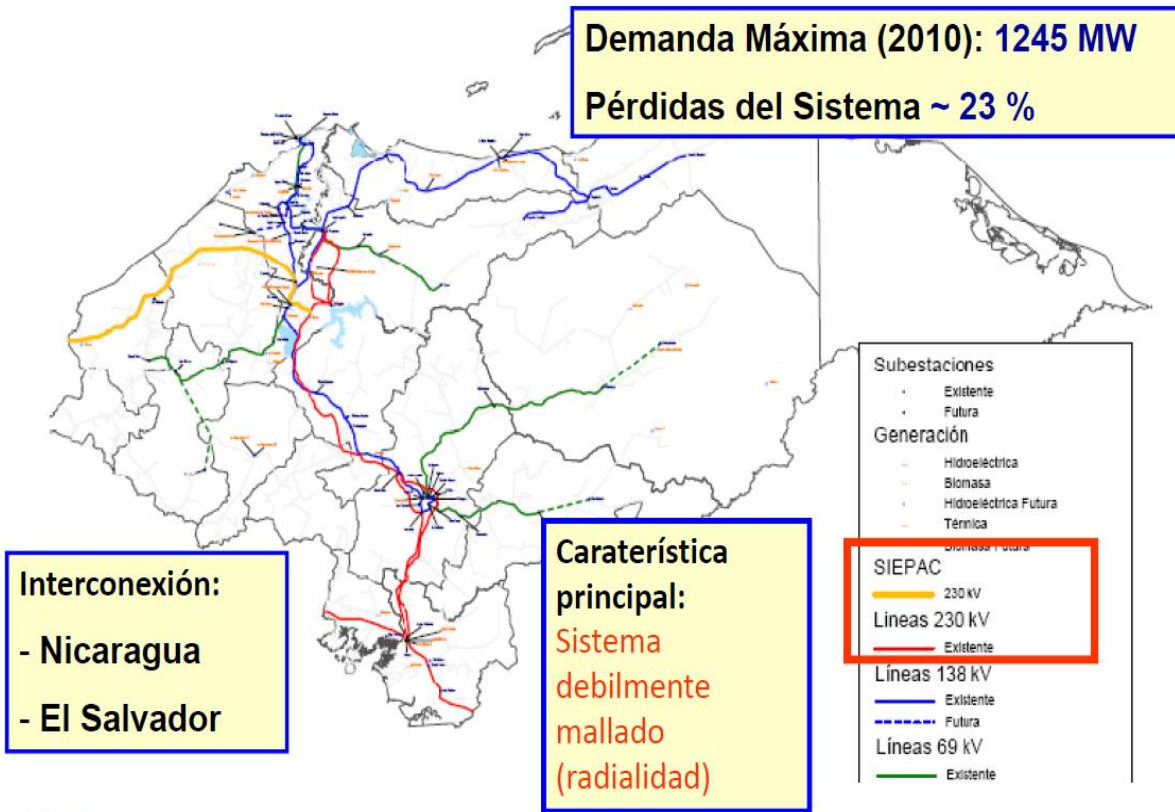
Abril, 2011

CONTENIDO

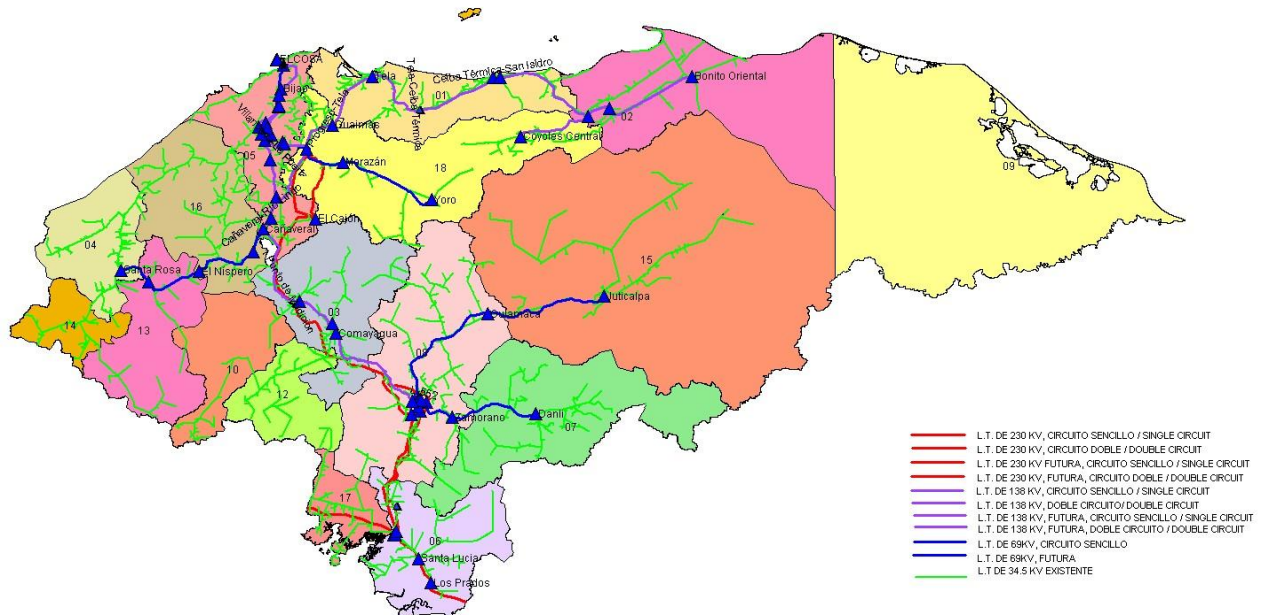
I.	Honduras en el Corazón de América.....	1
II.	Tópicos Relevantes.....	3
	A. Ventajas Competitivas	3
	B. Potencial de los Recursos Naturales Renovables.....	3
	C. Oportunidades en el Sector Energía.....	4
III.	Evolución del Subsector Eléctrico	4
IV.	Sistema Interconectado Nacional (SIN)	6
V.	Demanda de Energía y Proyecciones.....	6
VI.	Plan de Expansión en Generación (PEG)	6
VII.	Oferta Capacidad Instalada	7
VIII.	Honduras: Un Lugar para Invertir	9
IX.	Oportunidades de Inversión en Energías Renovables	10
	A. Potencial Hidroeléctrico	11
	B. Potencial Eólico	12
	C. Potencial de Biomasa	13
	D. Potencial Geotérmico.....	14
	E. Oportunidades en el Mercado Centroamericano	15
X.	Oportunidades en Proyectos de Transmisión	16
XI.	Oportunidades en Proyectos de Distribución.....	18
XII.	Marco Legal para Inversión Extranjera.....	18
	A. Ley para la Promoción y Protección de Inversiones	18
	B. Ley de Promoción de la Alianza Público Privada	21
	C. Ley marco del Subsector Eléctrico	22
XIII.	Incentivos para la Generación de Energía Renovable.....	24
XIV.	Entidades Relacionadas	25

I. HONDURAS EN EL CORAZÓN DE AMÉRICA



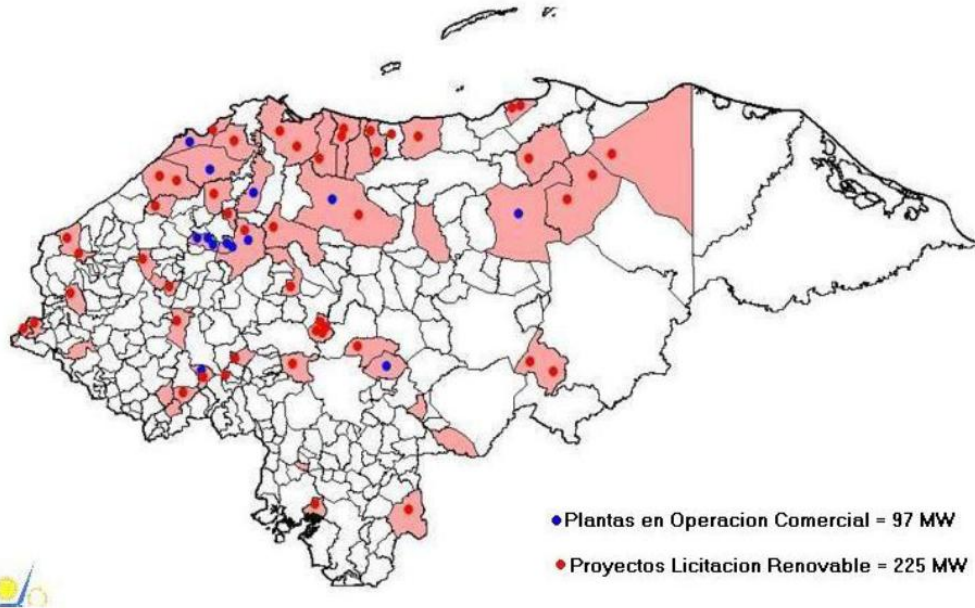


Mapa del Sistema Interconectado Nacional 2010, con proyectos renovables licitados



Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo

Ubicación Municipal de los Proyectos Renovable



Fuente AHPPER

II. TÓPICOS RELEVANTES

A. VENTAJAS COMPETITIVAS

Las siguientes:

- Honduras dispone de abundantes recursos renovables para generar electricidad.
- Marco legal del subsector eléctrico abierto a la inversión nacional y extranjera.
- Garantías legales e incentivos fiscales competitivos.
- Eliminación de barreras al comercio regional.
- Fortalecimiento de instituciones y regulaciones regionales.
- Infraestructura nacional y regional.
- Simplificación de procedimientos administrativos para el establecimiento de empresas.
- Establecimiento de estándares mínimos de protección y desarrollo ambiental.

B. POTENCIAL DE LOS RECURSOS NATURALES RENOVABLES

Es el siguiente:

- HIDROELÉCTRICA: Potencial 5,000 MW (solo aprovechado en 10.5%)
- BIOMASA: Potencial $\geq 300^1$ MW
- EÓLICA: Potencial: $\geq 1,200$ MW
- GEOTÉRMICO: Potencial: ≥ 112.3 MW
- SOLAR FOTOVOLTAICA : 5.2 KWh/m² día o 6 horas sol

¹ Sin considerar el potencial utilizando productos bioenergéticos cultivados.

C. OPORTUNIDADES EN EL SECTOR ENERGÍA

Las siguientes:

- Recursos Naturales renovables aun no aprovechados.
- Demanda nacional insatisfecha.
- Apertura Gubernamental a la inversión privada nacional y extranjera en generación, transmisión y distribución.
- La puesta en operación del proyecto SIEPAC expandirá el potencial de comercio regional de energía y el desarrollo de mega regionales de generación.

III. EVOLUCIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Desde la entrada en operación, en 1985, de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (más conocida como El Cajón), con una capacidad de 300 MW, Honduras dejó por varios años de construir proyectos importantes. En los años 90, se registraron consecutivamente períodos de sequía lo cual llevó al país a un severo racionamiento de energía eléctrica, lo que motivó la reforma del subsector eléctrico en el país. Es así que en 1994 se promulga la Ley Marco del Subsector Eléctrico que tenía como uno de sus objetivos abrir el mercado al sector privado en el área de producción y distribución de electricidad.

Efectivamente a partir de la vigencia de la Ley, con la participación del sector privado en proyectos de generación eléctrica se registra un aumento de la capacidad instalada y mejora substancialmente la cobertura eléctrica. En 1995 se contaba con un 45% de cobertura y vemos como hoy ese indicador ha aumentado a 81.3%. Al igual que en otros países de la región, este incremento en capacidad se dio principalmente a través de la instalación de plantas térmicas de propiedad privada.

Principales indicadores del mercado eléctrico

	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010
Cobertura eléctrica	38.10%	45.30%	54.00%	63.90%	71.40%	76.40%	79.30%	81.30%
Evolución reciente, capacidad instalada (MV)								
Hidro	431	434	435	479	520	520	522	526
Cogeneración	0	0	0	60	68	80	42	20
Diesel	87	206	382	915	913	899	870	892
Gas	15	116	103	73	73	73	73	73
Carbón	0	0	0	0	0	8	8	8
Biomasa							91	91
Total	533	756	920	1,527	1,574	1,580	1,606	1,610
Porcentaje de capacidad renovable	80.90%	57.40%	47.30%	31.40%	33.00%	32.90%	38.17%	38.32%
Demanda máxima	351	504	702	1,014	1,126	1,205	1,203	1,245
Evolución reciente de la generación neta (GWh)								
Hidro	2,279	1,676	2,262	1,718	2,214	2,305	2,797	3,080
Cogeneración	0	0	0	115	109	243	34	9
Diesel	0	882	1,441	3,764	4,007	4,210	3,409	3,433
Gas	0	239	362	274	ND	57	56	12
Carbón	0	0	0	0	0	0	45	47

Biomasa							156	142
Total	2,279	2,797	4,065	5,871	6,330	6,815	6,497	6,723
Porcentaje de generación renovable	100.00%	59.90%	55.60%	29.30%	35.00%	33.80%	45.40%	47.90%
Generación neta pública (GWn)	2,279	1,915	2,262	1,653	2,023	2,010	2,565	2,731
Generación neta privada (GWn)	0	883	1,477	3,972	4,311	4,805	3,974	3,991
Generación neta (%)	0.00%	31.56%	39.50%	70.61%	68.06%	70.51%	60.77%	59.37%
Pérdidas del sistema (%)	23.20%	27.00%	18.10%	23.30%	21.20%	20.60%	22.50%	23.60%

El Subsector Eléctrico de Honduras, liderado por la estatal Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se caracteriza por integrar verticalmente los servicios de producción, comercialización, transmisión y distribución de energía eléctrica. Actualmente, la ENEE mantiene el control de estas tres últimas actividades; no obstante, a diciembre 2010 solo generó el 36.6% de energía eléctrica, comprando el 63.4% de la energía generada al sector privado.

En efecto, varias empresas privadas de capital hondureño contratadas por la ENEE vienen participando en la generación de energía eléctrica a partir de recursos térmicos y más recientemente de recursos renovables. La mayor parte de la energía generada es vendida a la ENEE y ésta la distribuye a los distintos sectores de consumo del país.

En ese sentido, el modelo de comprador único desarrollado por la ENEE fue exitoso para la atracción de inversiones privadas que tuvo como fin expandir la capacidad generadora basada en contratos de compra de energía (en inglés Power Purchase Agreements o PPA s). El financiamiento privado se convirtió, en definitiva, en la norma para la expansión de la capacidad instalada en generación. **En 2010, la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica representó el 60% del total de energía producida en Honduras.**

El Gobierno también ha otorgado concesiones a empresas privadas, casi en su totalidad de capital hondureño, para la construcción y operación de plantas con fuentes renovables tales como hidroeléctricas, biomasa y eólicas.

A diciembre de 2010, se encuentran en operación 24 proyectos, con una capacidad instalada de 148.9 MW y se espera que, para finales del 2012, entren en operación 102 Megavatios de energía eólica.

Durante los años 2009 y 2010, el gobierno adjudicó varios contratos, aprobados por el Congreso Nacional de la República. Además, se firmó un memorándum de entendimiento con **Sinohydro**, empresa estatal de la República Popular China para la construcción del Proyecto Patuca III (o Piedras Amarillas) con capacidad de 104 Megavatios, y se espera que, en el corto plazo, se pueda concretar con la misma compañía, la construcción de dos proyectos más sobre el mismo río: Patuca IIA (o La Terrosa) con 150 MW y Patuca II (o Valencia) con 270 MW, para totalizar una capacidad prevista de 524 MW. Las centrales hidroeléctricas Los Llanitos (98 MW) y Jicatuyo (173 MW) también figurarán como proyectos de alta prioridad y abiertos a la inversión extranjera.

Como resultado de la aprobación de contratos por el Congreso Nacional, en los próximos cinco años, se espera la integración de **50 plantas privadas**, en su mayoría hidroeléctricas, pero también se incluyen energía eólica, geotérmica y biomasa, de las cuales se ha reservado aproximadamente 250 MW a ser comprados por la ENEE, el resto de la capacidad, unos 450 MW, serán destinados a Grandes Consumidores.

IV. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

La generación y suministro de energía se realiza principalmente a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin embargo, existen sistemas aislados en el Departamento de las Islas de la Bahía y en el Departamento de Gracias a Dios, en donde empresas privadas se encargan de la generación y comercialización de la energía.

Las centrales generadoras del (SIN) tienen una capacidad instalada de 1,610.3 MW (diciembre de 2010), de la cual, un 36.6 por ciento (589 MW) corresponde a las plantas hidroeléctricas propiedad del Estado y un 63.4 por ciento (1,021.3 MW) a plantas térmicas, hidroeléctricas y de biomasa que pertenecen al sector privado.

De las 39 compañías privadas de generación que operan en Honduras, trece (13) son de generación hidráulica, once (11) de biomasa, y el resto son plantas térmicas que generan con combustible bunker o diesel. **En relación a la capacidad instalada actual, a diciembre de 2010, la composición térmica-renovable es de 62/38%.**

Las operaciones del SIN son coordinadas a través del **Centro Nacional de Despacho de la ENEE**, ente encargado de administrar el despacho económico de carga. El Centro de Despacho coordina la generación en Honduras y los intercambios de energía con Nicaragua, Costa Rica, Panamá y El Salvador.

V. DEMANDA DE ENERGÍA Y PROYECCIONES

La demanda de energía del país tuvo un crecimiento promedio de 5.9% durante el período 2000-2010, mostrando su mayor crecimiento en el quinquenio 2001-2005, con una tasa de crecimiento de 7.6%. En el quinquenio 2006-2010 se registró un crecimiento de 4.2%, disminución provocada por choques externos como fueron la crisis financiera internacional y la pasada crisis política.

De acuerdo a la proyección de demanda para los años 2011-2015, se estima que se registrará un crecimiento promedio de 5.2%. Estas proyecciones permiten a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, planificar el balance entre producción y demanda de energía, así como la potencia.

VI. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN (PEG)

Para atender la demanda futura, ENEE cuenta con un Plan de Expansión (PEG), en el cual se contempla la incorporación de varios proyectos renovables de pequeña y mediana escala. El plan prevé el retiro de algunas plantas térmicas y la construcción de plantas renovables de gran tamaño en energía eólica, biomasa y de plantas hidroeléctricas con una capacidad conjunta de 358MW.

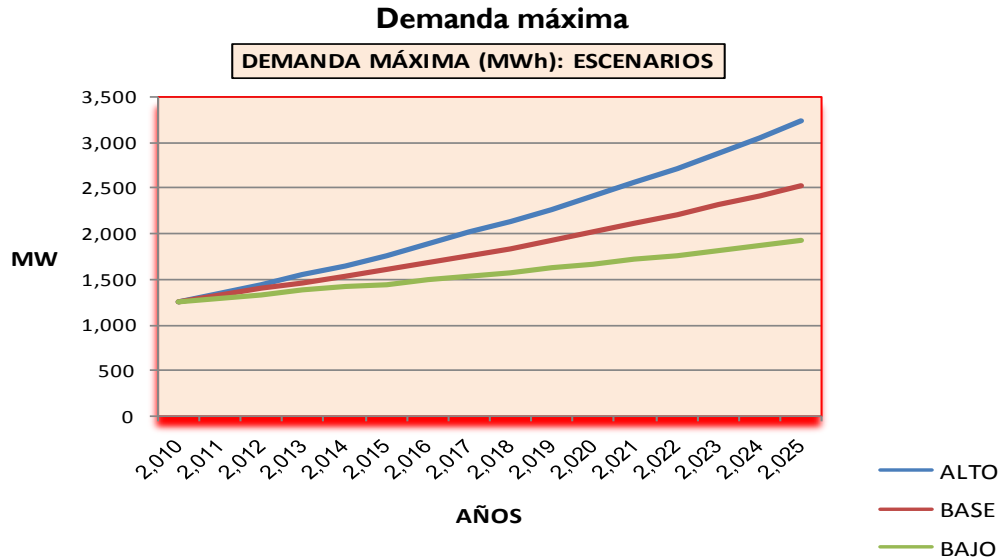
El desarrollo del Plan de Expansión se traducirá en la modificación de la matriz energética con énfasis en el uso de energías renovables, lo cual impactará positivamente, pasando de 38.0% en 2008 a 48.6% en 2015.

Proyección de energía y potencia

Año	Caso base		Caso bajo		Caso alto	
	Energía MWh	Potencia MW	Energía MWh	Potencia MW	Energía MWh	Potencia MW
2011	7,557,435	1,320.0	7,462,384	1,295.2	7,740,462	1,352.9
2012	8,011,641	1,398.5	7,678,416	1,332.2	8,287,588	1,448.8
2013	8,392,663	1,464.3	7,925,254	1,374.6	8,834,921	1,545.0

	Caso base		Caso bajo		Caso alto	
2014	8,790,760	1,533.1	8,173,946	1,417.3	9,434,803	1,650.3
2015	9,211,974	1,605.9	8,355,109	1,448.3	10,080,128	1,763.6

Fuente: ENEE



Fuente: ENEE

Para efectos administrativos, el país está dividido en tres áreas: Centro Sur, Noroccidental y Litoral Atlántico, siendo el Área Noroccidental la que más consume energía registrando el 50.8%, seguida del Área Centro Sur con el 39.5% y por último, el Área del Litoral Atlántico con el 9.7%, según los datos a diciembre de 2010.

En lo concerniente al consumo de energía eléctrica, a diciembre del año 2010, el sector residencial ocupa el primer lugar, registrando el 42.6%, seguido del sector comercial con el 25.1% y por último el sector industrial (grande y mediano) con el 24.5%.

A nivel de las grandes ciudades, el Distrito Central y San Pedro Sula consumen el 44% del total de energía del país, correspondiendo el 23% y 21% respectivamente.

VII. OFERTA CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada de generación, a diciembre de 2010 es de 1610.3 MW, lo cual se considera favorable en relación a la demanda proyectada, las pérdidas y seguridad en el sistema.

El sistema eléctrico de Honduras cuenta actualmente con siete plantas hidroeléctricas y tres plantas térmicas propiedad de la ENEE, siendo la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán, la más grande de todas, con una capacidad instalada de 300 MW. Adicionalmente, el sector privado cuenta, actualmente, con un total de 39 plantas distribuidas de la siguiente manera: trece (13) pequeñas plantas hidroeléctricas, diez (10) plantas a base de biomasa y una (1) de biodiesel, lo que contribuye a la generación de energía renovable. Se cuenta además con 15 plantas de generación termoeléctrica.

Capacidad instalada a diciembre de 2010

Plantas	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctricas propiedad de la ENEE	464.4

Plantas	Capacidad Instalada (MW)
Térmicas propiedad de la ENEE	124.6
Térmicas privadas	867.9
Hidroeléctricas privadas	62.0
Biomasa privadas	91.4
Total	1,610.3

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo

Como hemos podido constatar, la fuerte composición de la energía con fuentes termoeléctricas actuales, exige el desarrollo, en el corto plazo, de los recursos renovables especialmente los recursos hídricos con el fin de modificar la matriz energética y, al mismo tiempo, contribuir en mayor medida al desarrollo económico del país. Este esfuerzo se proyecta en el Plan de Expansión de Generación de Energía Eléctrica del país, el cual se resume a continuación, correspondiendo al período 2011 - 2016:

Plan de Expansión 2011-2016

Año	Proyectos	Operación/Retiro	Potencia (MW)
2011	Solución Occidente	Operación	30.0
	Coyoles Central	Operación	20.0
	Renovables	Operación	20.8
2012	Re potenciación Ceiba	Operación	30.0
	Eólico	Operación	102.0
	Licitación Renovable	Operación	0.7
	Nacional de Ingenieros	Retiro	20.0
2013	Ceiba	Retiro	26.6
	Solución Ceiba	Operación	60.0
	Pequeños Hidro	Operación	4.6
	Motores Diesel	Operación	15.0
	Solución Occidente	Retiro	30.0
2014	Coyoles Central	Retiro	20.0
	Solución Ceiba	Operación	60.0
	CECHSA (Carbón)	Operación	150.0
	Pequeñas Hidro	Operación	6.2
	Licitación Renovable	Operación	113.0
	Elcosa	Retiro	80.0
	Lufussa I	Retiro	40.0
	Ampliación Lufussa I	Retiro	30.5
	Santa Fe	Retiro	5.0
	La Puerta Hitachi	Retiro	18.0
La Puerta General	Retiro	15.0	
2015	Pequeñas Hidro	Operación	8.3
	Licitación Renovable	Operación	137.0
	Piedras Amarillas	Operación	104.0
	Ampliación Cajón	Operación	75.0

Año	Proyectos	Operación/Retiro	Potencia (MW)
2016	Licitación Renovable	Operación	149.2
	Planta carbón	Operación	150.0
	Llanitos	Operación	98.0
	Jicatuyo	Operación	173.0

VIII.HONDURAS: UN LUGAR PARA INVERTIR

De acuerdo a los fundamentos de la Visión de País, el Estado promueve el desarrollo integral en lo económico y en lo social, teniendo entre otros como principios fundamentales los siguientes: 1) Enfoque en el ser humano y su desarrollo equitativo e integral, 2) Crecimiento económico como un medio generador de desarrollo, y 3) Desarrollo en armonía con la naturaleza.

En ese sentido, la generación de energía a través de uso de fuentes renovables, con especial énfasis en energía hidroeléctrica, será tema de atención continua durante la vigencia del Plan de Nación. Debe reconocerse que, así como la localización geográfica y la articulación vial representan una oportunidad de liderazgo regional para Honduras, la generación de energías provenientes de fuentes renovables debe colocar al país en una posición de avanzada con respecto al resto de las naciones centroamericanas, constituyéndose en un medio para potenciar competitivamente a las empresas que operan en el país.

En este contexto, la Política Energética de Honduras gira en torno a:

- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica a través del impulso de la generación de energías renovables;
- Profundizar y promover la producción de biocombustible, aprovechando el potencial productivo como la palma africana, el piñón y los desechos agrícolas y forestales;
- Reforzar y modernizar la Infraestructura de Transmisión y Control del Sistema Interconectado Nacional, en el marco de una mayor integración al mercado eléctrico regional orientado al mantenimiento de la red y minimización de pérdidas, de la mano de una política para la eficiencia energética en Honduras.

Estas políticas son consistentes con los lineamientos establecidos en el Plan de Expansión de Generación de la ENEE y con el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM), que a través de El Sistema de Interconexión Eléctrica para Centro América (SIEPAC), conformará el Mercado Eléctrico Centroamericano para atender la demanda eléctrica regional.

De manera prospectiva, se espera que para el año 2022, en el sector energético se habrán concretado inversiones públicas, privada y mixta para el desarrollo de proyectos de generación de energía renovable de tal forma que la matriz energética evidenciará una participación neta equivalente a 60%, atendiendo con calidad la demanda total del sector residencial, comercial e industrial con energía de fuentes renovables. Con las inversiones en energía se espera transformar la matriz de generación haciendo mayoritaria la participación de la energía renovable y lograr la meta 80% de fuentes renovables y 20% fósil.

El sector privado se habrá apropiado del tema de eficiencia energética y existirán, alianzas público privadas para el desarrollo de procesos conjuntos de investigación para el aprovechamiento de fuentes energéticas naturales para la producción de energía.

Honduras será quien más aporte **Certificados de Reducción de Emisiones – CERTS-** en Centroamérica y el uso de los instrumentos financieros derivados de los acuerdos de la Convención de las Naciones Unidas sobre cambio climática, serán fuente de ingresos y empleo para miles de hondureños.

En relación al **Plan 2010-2014**, la ENEE ha iniciado la implementación del Proyecto: “**Mejora de la Eficiencia del Sector Energía**”, con financiamiento del Banco Mundial, el cual tiene el propósito de Mejorar la eficiencia de la ENEE en todas sus áreas, entre las que destaca: i) el mejoramiento de la Gestión Comercial y corporativa, ii) la implementación de las inversiones en las redes de distribución y iii) Fortalecimiento de la capacidad institucional y gobernabilidad corporativa de la ENEE.

El mejoramiento de la Gestión Comercial y corporativa, tendrá como productos principales los siguientes:

- a) Sistema de administración de recursos corporativos, gestión comercial e incidencias implementado, mejorando la gestión de la ENEE y las prácticas comerciales con un servicio orientado al cliente;
- b) Diseño Obras de remodelación 34 oficinas ENEE + call center + COD;
- c) Diseño de estrategia de implementación de asistencia técnica y campaña de levantamiento (aproximadamente 1,400,000 usuarios); y
- d) Equipo de Medición Remota medidores, módems, dispositivos para desconexión y reconexión remotas y sistema de captura monitoreo y control.

La implementación de las inversiones en las redes de distribución tendrá como productos principales los siguientes:

- a) Adquisición de transformadores, restauradores, seccionadores y reguladores de voltaje, y
- b) Se eliminan transformadores con contaminantes PCB's.;

Finalmente, en relación al fortalecimiento de la capacidad institucional y gobernabilidad corporativa de la ENEE, los productos resultantes del proyecto son los siguientes:

- a) Fortalecimiento de la gobernabilidad del sector energético.
- b) Análisis del sostenimiento financiero de la ENEE, incluyendo estructura de tarifas y subsidios, y desarrollo de una estrategia de operaciones comerciales.
- c) Programa de comunicación, extensión social y participación.
- d) Gestión, monitoreo y evaluación, y auditorías del proyecto.

Lo anterior brinda un marco estratégico a los distintos actores del subsector eléctrico, en especial al Gobierno de la República y a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, para realizar las acciones necesarias, para cambiar la matriz energética del país y emprender los programas y proyectos para alcanzar la meta planteada en la Visión de País.

IX. OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES

Como se ha señalado, Honduras ha puesto en marcha una política de diversificación de su matriz energética con el fin de reducir la volatilidad de los precios de la energía, disminuir los costos de generación y mejorar la seguridad energética en el país.

En ese sentido, se destaca que existe un enorme potencial de recursos naturales en el país que pueden ser desarrollados a precios competitivos, tomando en cuenta que la tendencia alcista del precio del petróleo se mantendrá en el largo plazo. Además, la puesta en marcha del proyecto regional SIEPAC

ciertamente expandirá el potencial de mercado energético regional e incentivará el desarrollo de grandes proyectos de generación.

A. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

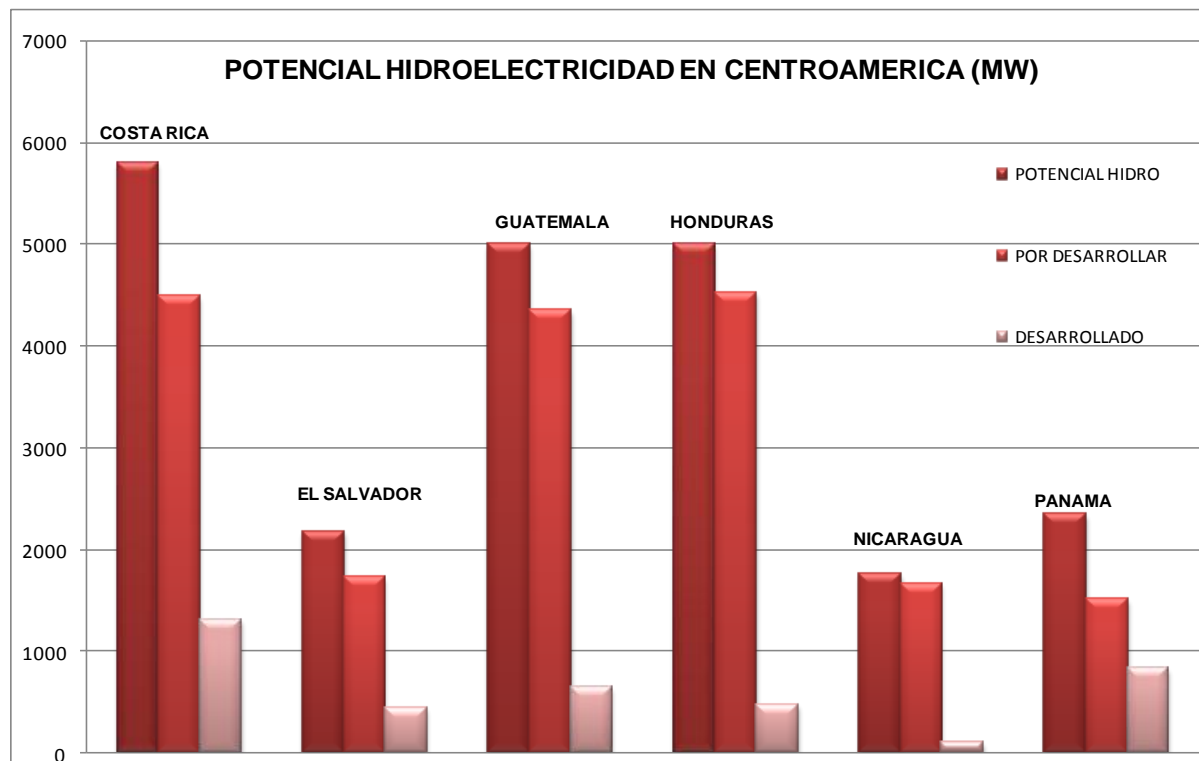
El potencial hidroeléctrico de Honduras asciende aproximadamente a 5,000 MW, de los cuales existe un aprovechamiento de aproximadamente del 10.5%.

Honduras ha puesto en marcha una política de diversificación del parque de generación a través de la ejecución de proyectos de generación con fuentes renovables, especialmente hidroeléctricos por parte del sector privado (licitación reciente de 250 MW) y del sector público, con la firma del memorándum de entendimiento con Sinohydro, empresa estatal de la República Popular China para la construcción del Proyecto Patuca III o Piedras Amarillas de 104 Megavatios).

Se espera que en el corto plazo, se pueda concretizar con la misma compañía, la construcción de dos proyectos más sobre el mismo río: Patuca IIA o La Terrosa (150 MW) y Valencia o Patuca II (270 MW) para totalizar una capacidad prevista de 524 MW. Cabe destacar que las centrales hidroeléctricas Los Llanitos (98 MW) y Jicatuyo (173 MW) también figurarán como proyectos de alta prioridad y abiertos a la inversión extranjera.

Como se puede apreciar en el siguiente cuadro, el potencial hídrico del país se presenta como una oportunidad de inversión. A continuación, se presenta un cuadro comparativo sobre el potencial hidroeléctrico de la región centroamericana.

Potencial hidroeléctrico de la región centroamericana.



Fuente: DGE/SERNA. Diagnostico sobre energización rural

Las centrales de generación hidroeléctrica propiedad Estatal son las siguientes:

Central	MW
Francisco Morazán	300.0
Río Lindo	80.0
Cañaveral	29.0
El Níspero	22.5
Santa María del Real	1.3
El Coyolar	1.6
Nacaome	30.0
Total	464.4

Las centrales de generación hidroeléctrica correspondientes al sector privado son las siguientes:

Central	MW
Zacapa (Cenit)	0.5
La Nieve	0.5
La Esperanza	12.8
Babilonia	4.0
Yojoa	0.6
Río Blanco	5.0
Cececapa	2.9
Cuyamel	7.8
Cortecito	3.2
San Carlos	2.3
Las Glorias	5.8
Coronado	4.5
Cuyamapa	12.2
Total	62.0

Cabe subrayar que actualmente la ENEE mantiene un programa de Cooperación Técnica de Taiwán, a través de su Empresa Taiwán Power Company (TPC), para la planificación de los recursos hídricos en el país.

B. POTENCIAL EÓLICO

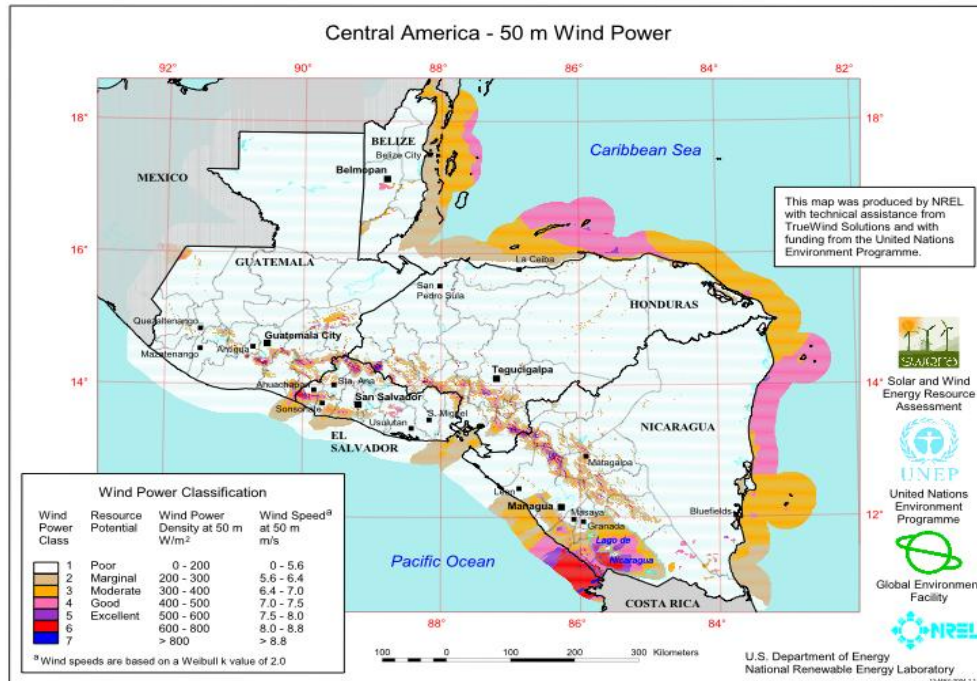
El potencial de energía eólica del país se estima en aproximadamente 1,200 MW.

La compañía Energía Eólica de Honduras (EEH), subsidiaria de Mesoamérica Energy, ha dado inicio a la construcción del Proyecto Eolo Eléctrico Honduras 2000, (también conocido como el Proyecto Eólico Cerro de Hula), ubicado 24 kilómetros al Sur de la ciudad capital de Tegucigalpa, en los municipios de Santa Ana y San Buenaventura, en el Departamento de Francisco Morazán.

La capacidad nominal de la planta será de 102 MW, y se estima la producción anual de energía en aproximadamente 360 GWh. La construcción del Proyecto Eólico Cerro de Hula evitará la emisión a la atmósfera de aproximadamente 270 toneladas de gases de efecto invernadero (TCO₂e).

Potencial eólico en Centroamérica





Fuente: DGE/SERNA. Diagnostico sobre energización rural

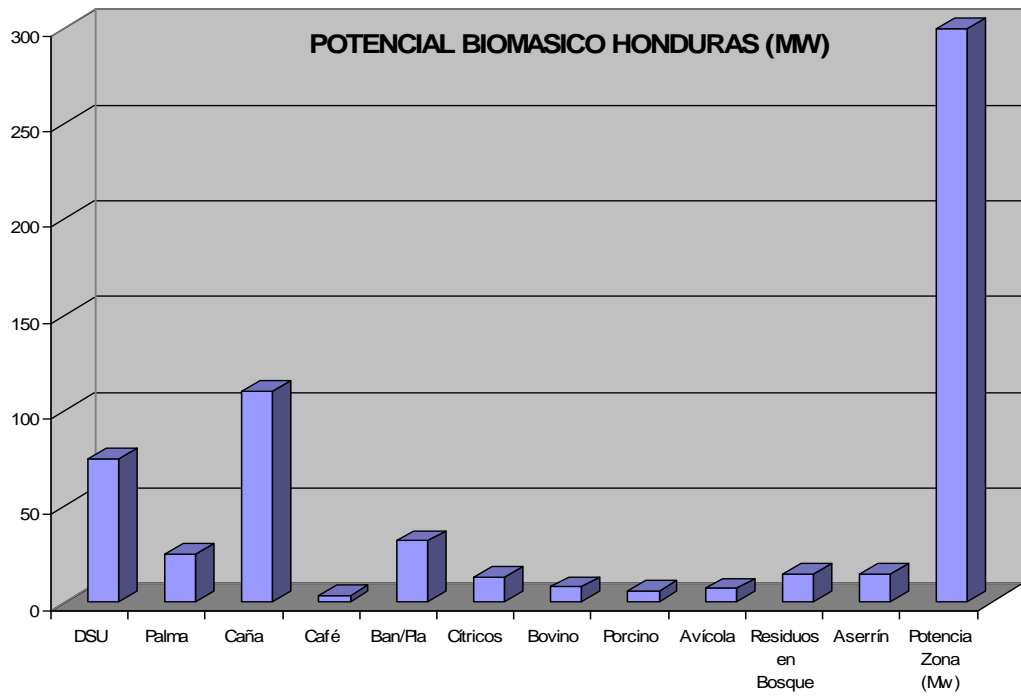
C. POTENCIAL DE BIOMASA

Actualmente, se cuenta con una disponibilidad inmediata de desechos de madera de la industria y aprovechamiento forestal, y bagazo de los ingenios azucareros. Existen en el país algunos ejemplos de autogeneración eléctrica a partir de desechos de madera, como el Aserradero Yodeco, Aserradero Lumberton, La Escuela Nacional de Ciencias Forestales y en la comunidad agroforestal de Chagüite Grande.

Asimismo, los ingenios azucareros aprovechan durante la época de zafra, el bagazo producido para la autogeneración de electricidad. Los diez (10) ingenios instalados en el país tienen una capacidad instalada de 91.4 MW. Es importante mencionar que existen en el país dos empresas que producen energía a base de aceite de palma africana (Ecopalsa). De igual forma se debe agregar que ya existen en el Valle de Sula cultivos experimentales de grama de carácter energético (E-grass) para producir energía eléctrica hasta por una capacidad de 20.0 MW.

Asimismo, el sector privado promueve la generación de biocombustibles a través del desarrollo de Distritos Agro-energéticos con una capacidad de generación de hasta 40 MW, ubicados en distintas regiones del país. En los próximos 3 años, se espera poner en funcionamiento 8 Distritos Agro energéticos para producir un total de 320MW de energía.

El potencial de energía a base de biomasa asciende a 361.1 MW, para lo cual se presentan las distintas fuentes en el siguiente gráfico:



Fuente: DGE/SERNA. Diagnostico sobre energización rural

Del potencial de energía de esta fuente, la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2010 es de 91.4 MW (25%), distribuida de la siguiente forma:

Central	MW
La Grecia	12.0
Eda	1.2
Aysa	8.0
Lean	0.5
Aguán	0.5
Cahsa	25.8
Azunosa	4.0
Tres Valles	7.8
Chumbagua	14.0
Celsur	16.7
Total	90.4

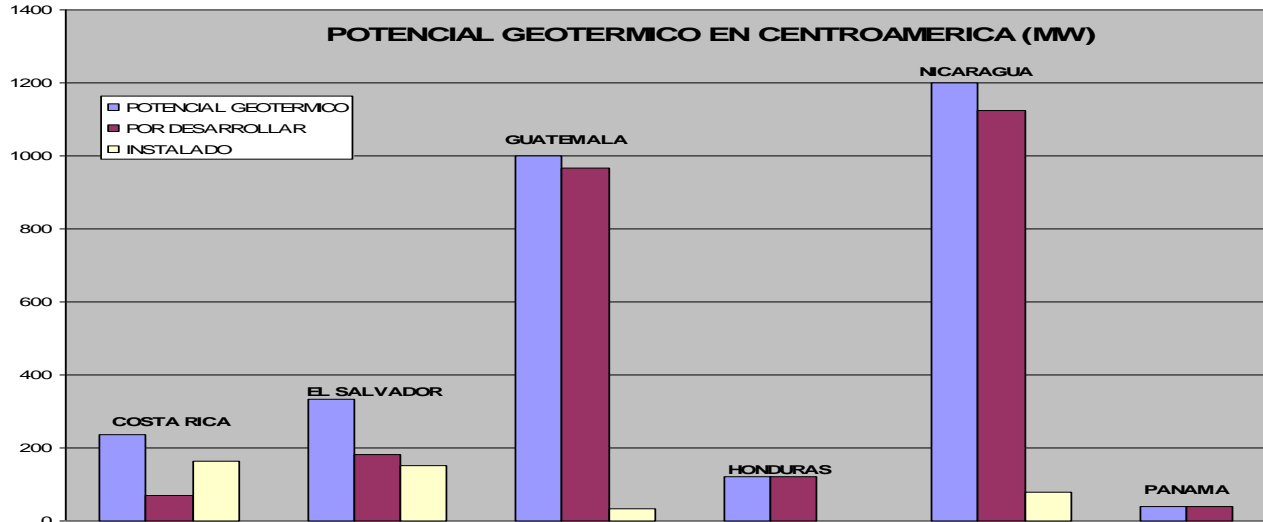
D. POTENCIAL GEOTÉRMICO

Se han realizado investigaciones en diferentes regiones del país. Como resultado de estos estudios se ha iniciado el proceso con el proyecto Platanares como el sitio con mayor potencial para desarrollar el recurso geotérmico. Según estimaciones basadas en los sitios identificados, el potencial geotérmico del país es de 112.3 MW, las que se pueden explotar para generar electricidad.

Central	MW	Ubicación
Platanares	35.0	Copán
San Ignacio	14.0	Francisco Morazán
Azacualpa	36.0	Santa Bárbara

Central	MW	Ubicación
Pavana	11.0	Choluteca
Sambo Creek	15.0	Atlántida
El Olivar	1.3	Cortés
Total	112.3	

A nivel centroamericano, Honduras es el país, junto a Panamá, que tiene el menor potencial en energía a base de recursos geotérmicos y el 100% por desarrollar, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro:



Fuente: DGE/SERNA. Diagnostico sobre energización rural

E. OPORTUNIDADES EN EL MERCADO CENTROAMERICANO

La puesta en operación del proyecto SIEPAC expandirá el potencial de comercio regional de energía y el desarrollo de grandes proyectos regionales de generación. El proyecto consiste en la ejecución de un Sistema de Transmisión Eléctrica Regional que reforzará la red eléctrica de América Central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), que se describe a continuación:

Líneas de transmisión eléctrica a 230 kV de un circuito, con torres previstas para un segundo circuito futuro, de las siguientes longitudes estimadas: Guatemala: 281 km; El Salvador: 286 km; Honduras: 270 km; Nicaragua: 310 km; Costa Rica: 493 km; y Panamá: 150 km. Uno de los cables de guarda de la línea será tipo OPGW con 12 fibras mono-modo y 24 de dispersión desplazada, más la adición de cable OPGW de torre T a la Planta Cajón en Honduras.

La Línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en las siguientes subestaciones: Guatemala - Norte, Panaluya y Guatemala - Este en Guatemala; Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador; San Buenaventura (incluyendo obras adicionales en esta subestación) y **Agua Caliente en Honduras**; Planta Nicaragua y Ticuantepe en Nicaragua; Cañas, Parrita, Río Claro y Palmar Norte en Costa Rica; y Veladero en Panamá. En el tramo Ahuachapán – Nejapa - 15 de Septiembre en El Salvador, el segundo circuito quedará de una vez habilitado.

Línea SIEPAC: Primer sistema de transmisión regional



Fuente: SIEPAC

X. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En relación a las actividades de transmisión, la ley marco las reserva al Estado a través de la ENEE quien maneja la operación del Sistema de Transmisión y el Centro de Despacho; no obstante, la ENEE tiene necesidad de ejecutar proyectos de transmisión, construcción de subestaciones y líneas de transmisión en todo el territorio nacional. Estos proyectos pueden ser construidos bajo el esquema de Asociación Público Privada (APPs).

Entre los principales proyectos que están siendo ejecutados y que son financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) figuran los siguientes proyectos:

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Construcción Subestación Amarateca 230/138 KV. 150 MV; 230/ 34.5 KV, 50 MVA	26,880
Ampliación de la Subestación Naco, y construcción de las subestaciones Erandique, Chichicaste.	2,800
Construcción de las líneas SPSS-Naco 138 kV, Las Flores-Erandique 69 kV, y Danlí-Chichicaste 69 kV.	9,000

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Construcción de línea de subtransmisión 34.5kV desde la SE Erandique hasta municipio La Virtud	732

En lo que respecta a los proyectos a ser financiados por las empresas privadas de generación renovable, tenemos los siguientes:

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Construcción de Subestación Cuyamel y línea 138 KV Masca-Cuyamel, 40 km.	11,406
Construcción de Subestación Leán, instalación de transformador 138/69/34.5 kV de 50 MVA, apertura de la Línea L.516 y construcción de dos (2) líneas en conductor Flicker 477 MCM de 13.66 km cada una	7,429

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, tiene programado la ejecución de proyectos a ser ejecutados con fondos nacionales, los que se detallan a continuación:

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Construcción de la Subestación Catacamas y Línea 69KV Juticalpa – Catacamas, 40km terna sencilla, 477 MCM; ampliación SE Juticalpa	7,779
Ampliación Subestación Zamorano	1,258
Ampliación Subestación Cañaverl	1,913
Ampliación Subestación Siguatepeque lado de alta (138 KV), y lado de media (34.5KV), apertura línea L550, y nuevos circuitos de distribuciones en 34,5 KV.	1,305
Construcción Subestación La Victoria 138/13.8 KV, 50 MVA.	5,548
Construcción Subestación Cerro Grande	3,175

Por otra parte, se cuenta con la siguiente cartera de proyectos de transmisión que pueden ser financiados bajo el esquema de Asociación Público- Privada (APPs):

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Construcción Subestación Centro, Línea Bellavista-Centro 2.5km, terna sencilla, conductor 477 MCM 138 kV; y ampliación SE Bellavista	7,146
Construcción Línea Cerro Hula-Danli, 80km; y Transformador 50MVA_230/34,5kV	11,700
Construcción Subestación Tocóa	4,225
Ampliación de la Subestación Masca en lado alta (138kV) con arreglo en anillo, ampliación en media 34.5kV, y transformador 50MVA/138/34.5kV	2,407
Ampliación Subestación Isletas	1,541
Ampliación Tocontín Etapa II	7,700
Construcción Línea San Pedro Sur-Ciudad El Progreso, 45 km, ampliación SE Progreso y SPS	7,603
Construcción Subestación Ocotillo	5,507
Construcción Subestación Buenos Aires	5,548

XI. OPORTUNIDADES EN PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución está abierta al sector privado, al que la Ley Marco dispone incluso que se le dé prioridad para la gestión de esta actividad a través de una concesión. Actualmente aparte de ENEE, solamente la Empresa ELCOSA provee electricidad a algunas empresas particulares.

La Ley prevé que, para operar, las empresas distribuidoras deberán suscribir contratos de suministro de energía con las empresas generadoras, por plazos no inferiores a cinco años, y que las distribuidoras podrán contar con facilidades de generación, solamente cuando esta sea la única manera de prestar el servicio, o sea la forma más económica de hacerlo a criterio de la Comisión Nacional de Energía.

Desde hace varios se han ejecutado proyectos de electrificación con recursos del Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Centroamericano de Integración Económica y con la cooperación de países como Finlandia, Japón, Corea y Noruega. Adicionalmente, se electrifican comunidades con fondos de ENEE y del Gobierno Central.

Finalmente, en el Sistema de Distribución, se han identificado proyectos que también pueden ser ejecutados bajo el esquema de Asociación Público-Privada, siendo estos los siguientes:

Descripción	Inversión (Miles de US\$)
Expansión normal red de Distribución 34.5/13.8 kV	24,841
Expansión normal red de Distribución 34.5/13.8kV	32,947
Expansión normal de Distribución 13.8/34.5kv	25,809

XII. MARCO LEGAL PARA INVERSIÓN EXTRANJERA

Las disposiciones normativas que reglamenta la inversión extranjera en Honduras, establecen de manera armónica y sistemática los compromisos y disposiciones a las que se encuentran sometidos en Honduras los capitales provenientes en el exterior. La normativa interna está constituida por disposiciones constitucionales y legales.

La atracción de inversiones es una prioridad del Estado.

A. LEY PARA LA PROMOCIÓN Y PROTECCIÓN DE INVERSIONES

Es interés primordial del Estado la atracción, promoción y protección de la inversión nacional y extranjera, a las que se otorgarán facilidades y garantías para su desarrollo.

Las Garantías

- a) A la Inversión Nacional y Extranjera
 - i) Acceso ilimitado a divisas.
 - ii) Derecho a la apertura de cuentas bancarias y a retirar depósitos totales o parcialmente en moneda de libre uso.
 - iii) Protección de sus derechos de propiedad intelectual.
 - iv) Derecho de propiedad.
 - v) Derecho a repatriar el 100% de la indemnización por concepto de expropiación.
 - vi) Libertad de producción y comercialización de bienes y servicios.

- b) A la Inversión Extranjera
 - i) Trato igualitario a la inversión nacional.
 - ii) Acceso al mercado sin limitaciones.
 - iii) Transferencia en moneda o valores, del producto de utilidades, ganancias, regalías y contraprestaciones, o el total de su inversión.
 - iv) Acceso a créditos en el sistema financiero nacional.
 - v) Libre participación accionaria en las sociedades.
 - vi) Derecho irrestricto a establecer sucursales, subsidiarias, representaciones o inversiones conjuntas.

Sectores Excluidos por la Ley

- a) Las actividades para el tratamiento de desechos contaminantes tóxicos o radioactivos.
- b) La fabricación, importación, distribución y venta de armas, municiones y similares.

Régimen Preventivo de Conflictos

Los interesados en el desarrollo de proyectos de inversión en bienes inmuebles podrán acogerse a este régimen para prevenir conflictos futuros, y tendrán 2 años para iniciar la inversión, transcurrido ese plazo, el beneficio del mismo se extinguirá. Para someterse a este régimen debe presentarse una solicitud ante la Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Inversiones.

De presentarse una disputa sobre el inmueble objeto de la inversión y si el valor de éste excediere los US\$ 500 mil, debe someterse por su orden a los procedimientos siguientes: arreglo directo, conciliación, y arbitraje de acuerdo a la Ley de Conciliación y Arbitraje.

Régimen de Garantía para la Conclusión de Proyectos

Cuando se encuentre en litigio un inmueble objeto de un proyecto de inversión, el interesado puede acogerse a este régimen siempre que cuente con los permisos y licencias para el desarrollo del mismo, disponga del financiamiento, haya iniciado los trabajos de construcción, y que un tercero que no esté en posesión del inmueble reclame la propiedad.

De concurrir lo expuesto, puede solicitar a la Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Inversiones que constituya un fideicomiso o que la acción judicial se resuelva mediante arbitraje.

Los Contratos de Estabilidad Jurídica

Los inversionistas que comprometan US\$ 2.0 millones bajo la modalidad de: Aporte de capital, adquisición de más del 50% de acciones de propiedad directa o indirecta del Estado, o las Alianzas Público Privadas; tendrán aseguradas durante 15 años, el mantenimiento de las mismas condiciones tributarias al momento de desarrollar el proyecto. Aunque si fuese un proyecto forestal se podrá ampliar a 25 años

Resolución de Disputas

La Ley para la Promoción y Protección de Inversiones garantiza la licitud de la sujeción a la jurisdicción extranjera entre inversionistas extranjeros y nacionales, o entre extranjeros y el Estado; así como el pleno reconocimiento a los laudos arbitrales internacionales y conformes con lo dispuesto en los instrumentos siguientes:

- a) Convención sobre Reconocimiento y las Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras.
- b) Convención Interamericana sobre Arbitraje Comercial Internacional.
- c) Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de otros Estados.
- d) Tratados de Protección Recíproca de inversiones ratificados por Honduras.

Asimismo, la Ley prevé las variables posibles y los mecanismos arbitrales conducentes.

Los Beneficios Fiscales

Si el Poder Ejecutivo, por intermedio de SEPLAN, declara el proyecto de inversión como de interés prioritario:

- a) Amortización de los gastos pre-operativos incurridos, en un plazo de 5 años.
- b) Depreciación normal y acelerada.

En la inversión por regiones, podrán gozar de los beneficios aquellas inversiones superiores a US\$ 2.0 millones:

- a) Exoneración parcial del Impuesto sobre la Renta, la que no excederá de:
 - i) 50% de lo invertido en proyectos prioritarios sin considerar actividades o regiones como restricción, solo se aplicará el aumento de inversión.
 - ii) 60% en proyectos de actividades prioritarias o en regiones de interés prioritario.
 - iii) 70% en proyectos que: sean de interés prioritario, que desarrollen actividades prioritarias y que se desarrollen en regiones de interés prioritario.

Los criterios para los plazos de los beneficios los elaborará SEPLAN y se aprobarán en Consejo de Ministros. Los beneficios se otorgarán siempre que el inversionista no tenga que tributar en otros países sobre ingresos obtenidos en fuente hondureña.

Megaproyectos

Los megaproyectos son aquellos que SEPLAN califica como de interés nacional, y requieren de una inversión no menor de US\$ 50 millones. El Consejo Nacional de Inversiones aplicará un procedimiento acelerado de inversión, previa solicitud, el cual será aprobado por el Poder Ejecutivo en Consejo de Ministros.

Entidad Competente

La Ley para la Promoción y Protección de las Inversiones establece el Consejo Nacional de Inversiones responsable de promover y desarrollar la inversión privada, establecer oficinas de facilitación y asistencia a los inversionistas, y formular políticas públicas para propiciar un clima favorable a la inversión.

Otras Disposiciones

- a) Creación de los Parques Agroindustriales de exportación, los cuales promueven las MIPYMEs y gozan de los beneficios establecidos por la misma.
- b) Vinculación expresa con las APPs y CoAlianza.
- c) Reforma las normativas siguientes:
 - i) Artículo 310 del Código de Comercio.
 - ii) Artículos 55, 60 y 61 de la Ley de Propiedad Industrial.
 - iii) Artículo 21 de la Ley de Representantes, Distribuidores y Agentes de Empresas Nacionales y Extranjeras.
- d) Deroga las normativas siguientes:
 - i) Artículos 308 y 309 del Código de Comercio.
 - ii) Artículo 1565 del Código Civil.
 - iii) Artículos 32, 33 y 34 de la Ley de Migración y Extranjería.
 - iv) Ley de Inversiones (Decreto 80-92).

B. LEY DE PROMOCIÓN DE LA ALIANZA PÚBLICO PRIVADA

Gestiona y regula los procesos de contratación para la participación pública-privada en la ejecución, desarrollo y administración de obras y servicios públicos.

¿Qué es la Participación Pública-Privada?

Es una alianza estratégica –formalizada en un contrato– en la que el Estado asume compromisos de naturaleza firme o contingente y sus aportes pueden ser:

- a) Aportaciones en efectivo
- b) Estudios técnicos
- c) Suscripción de acciones o compra de otros valores negociables en el mercado financiero
- d) Otorgamientos de bienes de dominio público (concesiones, sin traslado de dominio)
- e) Otorgamiento de permisos y licencias para la realización de la actividad autorizada
- f) Otorgamiento de derechos sobre bienes patrimoniales del Estado o de los Municipios

La Alianza Público--Privada

La Ley de Promoción de la Alianza Pública-Privada establece que la alianza adoptará la modalidad que convengan las Partes como:

- a) Coinversión (joint venture)
- b) Personas jurídicas con o sin fines de lucro
- c) Contratos de participación
- d) Contratos de gestión
- e) Fideicomisos
- f) Cualquiera otra que resulte apta para la ejecución de las obras y/o prestación de servicios

Los Riesgos

La distribución de los riesgos y los costos que conlleva la Alianza Pública-Privada deben pactarse de acuerdo a las necesidades específicas de la misma, los que pueden ser:

- a) Financieros
- b) Comerciales
- c) De Operación
- d) Riesgos imputables a causas no previstas

Proceso de Adjudicación

La Alianza Pública-Privada se adjudica luego de un proceso simple que toma en cuenta dos criterios: el económico y el técnico. El criterio económico evalúa quién presta el servicio más barato, quién ofrece mayores beneficios al Estado y quién requiere menor cofinanciamiento o aporte del Estado. El criterio técnico se limita a determinar quién reúne los requisitos técnicos establecidos.

Coalianza

La Ley de Promoción de la Alianza Pública-Privada crea una institución facilitadora: La Comisión para la Promoción de las Alianzas Público-Privadas (CoAlianza). CoAlianza depende directamente de la Presidencia de la República, y es responsable de gestionar y promover los proyectos y procesos de las Alianzas Público Privadas.

En principio los proyectos que se ejecutarían bajo el régimen de Alianza Pública-Privada deben formar parte del Sistema Nacional de Inversión Pública, y contar con un examen de viabilidad previo con análisis de costo-beneficio y esquemas de financiamiento factibles que aseguren su ejecución. El examen

lo realiza CoAlianza. Previo a este examen otros entes públicos actuando como iniciadores deben solicitar a CoAlianza apoyo en su formulación de proyectos para incorporarse al Sistema.

Regulación Control y Seguimiento

La ejecución de las obras y prestación de servicios mediante el régimen de Alianzas Público Privadas está a cargo de los entes reguladores sectoriales creados por leyes especiales. Si no existiere un ente regulador, estará a cargo de la Superintendencia de Asociaciones Público- Privadas que crea la Ley de Promoción de la Alianza Público-Privada.

Transparencia

Las Alianzas Público Privadas están sometidas a un estricto régimen de transparencia. La Ley de Promoción de la Alianza Pública-Privada establece que los riesgos financieros y no financieros, las garantías, los compromisos futuros y las contingencias fiscales las determina la Secretaría de Finanzas (SEFIN), con fundamento en el análisis de riesgo fiscal realizado por la Comisión Nacional de Crédito Público. SEFIN también tiene la facultad de emitir las disposiciones para registrar los compromisos firmes y contingentes cuantificables, así como las garantías ejecutadas.

A continuación se hace mención de las principales leyes y reglamentos aplicables al subsector eléctrico hondureño:

Constitución de la República

En la Constitución de República, en su Artículo 340, el Estado está obligado a reglamentar el aprovechamiento de los recursos de acuerdo con el interés social.

Principales Leyes y Reglamentos aplicables al Subsector Eléctrico

- a) Decreto No. 158-94 de noviembre de 1994. Ley Marco del Subsector Eléctrico
- b) Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía
- c) Acuerdo no.934-97, de septiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico
- d) Decreto 85-98, de abril de 1998. Ley de Incentivos con Fuentes Renovables
- e) Decreto 267-98 de diciembre de 1998. Reforma a la Ley de Incentivos
- f) Decreto 45-2000, de mayo 2000. Reforma Art.12 Decreto 267-98,
- g) Decreto 70-2007. Ley de Promoción de la Generación de Energía Electrica con Recursos Naturales de Octubre 2007

C. LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ley Marco del Subsector Eléctrico vigente rige el sector eléctrico y a continuación, un resumen de los aspectos principales:

La Ley tiene como objetivo fundamental regular las actividades de generacion, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y se aplica a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados y mixtos, que participan en las citadas actividades.

Facilita la participación de la empresa en las actividades de generacion y fomentarla en la distribución. Asimismo alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Específicamente pretende promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.

Del Gabinete Energético y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

En el marco de la dicha ley, se crea por una parte, el Gabinete Energético como órgano de dirección superior y de definición y formulación de políticas del subsector y por otra, crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), confiriéndole independencia funcional y le asigna tareas reguladoras como el establecimiento de la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y proponer tarifas para el consumidor final.

El Gabinete Energético es responsable de formular y coordinar las políticas, planes y programas relativos al sector. Es presidido por el Presidente de la República, con la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) ejerciendo la coordinación y la secretaria del órgano.

Entre las funciones de la SERNA se establece:

- a) Coordinar el Gabinete Energético;
- b) Presidir la Junta Directiva de la ENEE
- c) Otorgar licencias de operación para las compañías del sector
- d) Emitir regulaciones técnicas
- e) Aprobar los contratos de compra venta de electricidad que la ENEE propone y elevarlos al Congreso Nacional de la República; y
- f) Conceder las licencias ambientales para proyectos eléctricos.

Entre las facultades de la Comisión Nacional de Energía (CNE) destacan:

- a) Aprobar la clasificación como gran consumidor en el territorio nacional;
- b) Dictaminar los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras;
- c) Aprobar las normas de calidad, confiabilidad y seguridad para ser incorporadas en la operación de los planes de expansión del sistema;
- d) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias;
- e) Aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y al consumidor final, proponer el Costo Marginal Promedio de Corto Plazo, así como las correspondientes Formulas de Ajuste;
- f) Aprobar los programas de expansión;
- g) Proponer para aprobación de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) los contratos de compra y venta de energía que se proponga firmar la ENEE.

La Ley asigna a la ENEE la responsabilidad de llevar a cabo la operación económica y el despacho de la energía, la celebración de contratos de importación y exportación y la preparación de los programas de expansión de SIN.

Asimismo, la ley autoriza a que las empresas públicas, privadas y mixtas vendan su energía directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. Los generadores también pueden tomar la iniciativa de vender su producto a la ENEE, en cuyo caso, la ENEE garantiza la compra, si el precio es igual o menor al costo marginal de corto plazo. La ENEE puede promover compras, en las cuales la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación.

En cuanto a las exportaciones de excedentes, estas pueden ser una vez que queden satisfechas las necesidades nacionales. En estos casos, corresponde a la ENEE únicamente, el peaje por uso de sus instalaciones y gastos administrativos.

Se reserva para el Estado la conducción de la operación del Sistema de Transmisión y el Centro de Despacho. Sin embargo, se permite la participación de empresas públicas, privadas o mixtas en la transmisión y distribución, señalando que se debe permitir la conexión a sus instalaciones a cualquiera empresa eléctrica o gran consumidor que lo solicite.

La ley establece un régimen tarifario, bajo los siguientes criterios: a) a todos los clientes, con excepción de los residenciales, deberá cobrárseles entre 100% y 120% del costo total del suministro; b) Para el sector

residencial establece el consumo que supere los 500kWh debe cobrarse un 110% del costo, para el consumo de 301 y 500kWh establece un cobro no menor al 100%, para el consumo entre 101 y 300kWh establece un cobro no menor al 80%, y para el consumo entre 0 y 100kWh, un cobro no menor al 45%.

Las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se basaran en el concepto de Tarifa de Barra. Para el cálculo de la misma se tomará el promedio de los costos marginales sobre un período de 5 años. Las ventas de energía y potencia estarán exentas del pago de impuesto sobre ventas.

Como condición para las empresas de generación o distribución participen en el sector, se establece como requisito la celebración de un contrato con la Secretaria de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (SOPTRAVI), cuya duración podrá ser entre 10 y 50 años y dichos contratos pueden ser renovados.

XIII. INCENTIVOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Ley de Incentivos con Fuentes Renovables, decreto 85-98 y Decreto 70-2007 se establecen una serie de incentivos para la promoción de los proyectos eléctricos con base en fuentes de energía renovable. Los incentivos que señala la ley se dirigen a aquellos que utilicen fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos y fuentes vegetales.

Para garantizar el fomento a proyectos basados en recursos renovables, se considera que la contratación de electricidad de fuentes renovables tendrá prioridad de despacho sobre otras de fuentes no renovables. Las plantas renovables gozarán de los siguientes beneficios:

- a) Exoneración del pago de aranceles y gravámenes de importación, durante el periodo de estudio y construcción;
- b) Exoneración del impuesto de ventas de equipos, accesorios y repuestos, durante el periodo de estudio y construcción;
- c) Exoneración del impuesto sobre la renta, aportación solidaria temporal, impuesto al activo neto, y todos aquellos impuestos conexos a la renta, durante un plazo de 10 años, contados a partir de inicio de la operación comercial, para los proyectos con capacidad instalada de hasta 50MW;
- d) Dispensa del pago de impuestos por importación temporal. Las plantas de energía renovables recibirán de la ENEE un contrato (por 10 años) y una tarifa 10% mayor que el costo marginal de corto plazo. Para las plantas de hasta 50 MW, el incentivo de 10% en la tarifa se extenderá por 15 años.

Los contratos de suministro de energía renovable que suscriba la ENEE tendrán una duración máxima de 20 años. En términos de despacho, se establece muy claramente una prioridad para todas las centrales eléctricas con base en fuentes renovables. Para proyectos menores de 3MW están exentos de suscribir un contrato de operación y tendrán una modalidad simplificada de licenciamiento de operación.

En conclusión, en el caso de los proyectos renovables, el precio se basa en el costo marginal del corto plazo. El precio base de la energía es el costo marginal de corto plazo publicado en el Diario Oficial La Gaceta. El incentivo que forma parte del Precio Total será el valor equivalente al 10% del Precio Base vigente, al momento de la firma del contrato y dicho incentivo se aplicará únicamente durante los primeros 10 años a partir de inicio de operaciones.

Para los proyectos menores a 50MW este plazo es de 15 años. El precio base será indexado anualmente en función del Índice de Inflación de los EEUU. Los ajustes serán aplicados al final de cada año de operación comercial de la planta. En todo caso, el valor máximo de ajuste por inflación será de 1.5% anual. Los contratos de suministro que suscriba ENEE tendrán un plazo máximo de 20 años.

XIV. ENTIDADES RELACIONADAS

Entidad	Página web
Empresa Nacional de Energía Eléctrica	www.enee.hn
Otros órganos estatales: Comisión Nacional de Energía Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)	www.cne.gob.hn www.serna.gob.hn
Sector Privado: Consejo Hondureño de la Empresa Privada (COHEP) Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable (AHPPER)	www.cohep.com www.ahpper.org