

Venta de reducción de carbono por generación hidroeléctrica en Honduras

Joaquín Zenteno Hopp

Zamorano, Honduras
Diciembre, 2008

ZAMORANO
CARRERA DE DESARROLLO SOCIOECONÓMICO Y AMBIENTE

Venta de reducción de carbono por generación hidroeléctrica en Honduras

Proyecto especial presentado como requisito parcial para optar
al título de Ingeniero en Desarrollo Socioeconómico y Ambiente
en el Grado Académico de Licenciatura

Presentado por:

Joaquín Zenteno Hopp

Zamorano, Honduras
Diciembre, 2008

Venta de reducción de Carbono por Generación Hidroeléctrica en Honduras

Presentado por:

Joaquín Zenteno Hopp

Aprobado:

Mily Cortés, Ph.D.
Asesora Principal

Arie Sanders, M.Sc.
Director
Carrera Desarrollo Socioeconómico y
Ambiente

Carlos Quiroz, M.Sc.
Asesor

Raúl Espinal, Ph.D.
Decano Académico

Kenneth L. Hoadley, D.B.A.
Rector

RESUMEN

Zenteno, Joaquín. 2008. Venta de reducción de carbono por generación hidroeléctrica en Honduras. Proyecto de graduación del Programa de Ingeniería en Desarrollo Socioeconómico y Ambiente, Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano. Honduras. 62p.

Honduras tiene un gran potencial hidroeléctrico que debe aprovechar para ingresar al mercado del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Por otro lado, es necesario que se encuentren alternativas de apoyo a los proyectos hidroeléctricos puesto que son una manera de producir energía sin depender de la combustión de fuentes fósiles. Es así que con el presente trabajo de graduación se pretende determinar cómo mejorar la factibilidad de las hidroeléctricas en Honduras con el aprovechamiento de la venta de créditos de reducción de emisiones (CREs). Para lograr esto se determinó la cantidad de dióxido de carbono equivalente (CO_2E) que pueden reducir las hidroeléctricas en Honduras. Luego se definieron los escenarios de ingresos por venta de CREs y finalmente se determinó el impacto que tiene la venta de CREs sobre la inversión de una hidroeléctrica en Honduras. Como uno de los resultados se obtuvo que la venta de CREs por hidroeléctricas en Honduras logra una diferencia en la TIR de 0.04%, si el precio es \$14 CREs; y si el precio es de \$20 CREs, la diferencia que se logra es de 0.08%. Por otro lado, se tiene que Honduras con su potencial total podría reducir 1.16 millones tCO_2E y ahorrar \$720 millones considerando un precio de 88,301 \$/Gwh. Con el actual crecimiento de hidroeléctricas, Honduras pagará \$447 millones en combustible para plantas térmicas en el 2012, es así que de cualquier manera para el país existe un mercado de venta de CREs a corto y mediano plazo. Del mismo modo, es interesante observar que la potencia mínima para lograr una rentabilidad aceptable por venta de CREs en hidroeléctricas es de 5Mw. Sin embargo, se considera que la mejor potencia para lograr una rentabilidad apreciable es a partir de 10Mw. El gobierno debe priorizar el crecimiento de proyectos hidroeléctricos y facilitar su establecimiento para la disminución futura en inversiones térmicas. Para esto, se debe dar a conocer el efecto positivo ambiental y económico de las hidroeléctricas para el país en general.

Palabras clave: Potencial hidroeléctrico, Mecanismo de Desarrollo Limpio, plantas termoeléctricas, factibilidad, emisiones de dióxido de carbono, venta de CREs, TIR.

CONTENIDO

Portadilla.....	I
Página de firmas	II
Contenido	IV
Índice de cuadros, figuras y anexos.....	V
1 INTRODUCCIÓN.....	1
2 MATERIALES Y MÉTODOS.....	11
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	12
4 CONCLUSIONES.....	24
5 RECOMENDACIONES	25
6 BIBIOGRAFÍA	26
7 ANEXOS.....	28

ÍNDICE DE CUADROS, FIGURAS Y ANEXOS

Cuadro	Página
1. Determinación de emisiones de Honduras	12
2.1. Escenario 1 (si la situación sigue la tendencia actual)	13
2.2. Escenario 2 (si la situación se queda estática).....	14
2.3. Escenario 3 (si la situación actual se invierte).....	14
3. Estimaciones reducción de CO ₂	15
4.1. Venta de CREs según escenario de precios con potencial 3Mw.....	19
4.2. Venta de CREs según escenario de precios con potencial 5Mw.....	19
4.3. Venta de cres según escenario de precios con potencial 10Mw.....	20
5.5. Cálculo de TIR (14 \$/toCO ₂).....	22
5.2. Cálculo de TIR (20\$/tCO ₂).....	22
Figura	Página
1. Cambio de temperatura en el hemisferio norte del planeta (IPCC, 2007).....	2
2. Concentraciones atmosféricas (IPCC, 2007).....	2
3. Balance oferta/ demanda 2007 – 2010. (Banco Mundial, 2007).....	6
4. Función de costos de transacción. (Belza y Gil, 2005)	18
Anexo	Página
1. Secuestro de carbono	28
2. Hidroeléctricas prontas a ser construidas en Honduras	29
3. Detalles de proyectos construidos	30
4. Apuntes hidroeléctricas	32

5. Detalle de escenarios estudiados	33
6. Montos totales de inversión.....	36
7. Mapa del potencial hidroeléctrico de Honduras	37
8. Mapas de potencia, proyectos a costo plazo y proyectos en estudio.....	38
9. Costos de transacción	41
10. Cálculo de \$Gwh que generan plantas térmicas en Honduras	42
11. Costo total para generación de energía hídrica.....	43
12. Flujo de hidroeléctricas estudiadas.....	44
13. Entrevista ing. Pinto (AHPPER)	47
14. Entrevista Ing. Zelaya South Pole Honduras.....	51

1 INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo se enmarca en la problemática mundial de mayor cambio que afecta a todo ser humano en la época actual. El cambio climático causado por el calentamiento global en el mundo entero es un hecho que afecta al sistema que sostiene la vida misma. Es así que la humanidad se enfrenta a un desafío único en su historia y gigantesco en todas las dimensiones implícitas. El presente trabajo tomó como base fundamental el mecanismo por el cual la humanidad responde haciendo lo posible por regular su propio sistema social. Honduras, siendo un país en vías de desarrollo, se presenta asimismo en este contexto como un ente de posibilidades interesantes y de grandes emprendimientos. Siendo las hidroeléctricas en Honduras uno de los elementos de mayor potencial existente, es necesario que el país se esfuerce por obtener el mayor beneficio posible determinando cómo generar el máximo beneficio que le es capaz.

1.1 MARCO TEÓRICO

En la siguiente sección de manera muy breve, se repasarán los hechos trascendentales que se han comprobado en los últimos años sobre el cambio significativo que vive nuestro planeta. De manera esquemática se tocarán los temas del calentamiento global y el cambio climático que éste produce. Luego se presentará al Protocolo de Kyoto, como sistema regulador ante la producción de emisiones por ser causantes comprobados de dicho cambio, y a uno de sus elementos, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), como la principal herramienta que involucra países tanto en vías de desarrollo como desarrollados. Finalmente, se expondrá la situación internacional sobre la venta de créditos de carbono en el medio internacional, siendo los países más importantes China, EEUU, India y Brasil.

1.1.1 Calentamiento global

Los aumentos observados en el incremento del promedio de las temperaturas de los océanos, derretimiento de hielo y nieve, y la subida del nivel del mar son debidos al aumento en las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Dichos gases, siendo el principal el Dióxido de Carbono (CO₂), son producidos por actividades realizadas por el ser humano. Es así que el calentamiento global continuará, si no se controla la producción de GEI por medio de tratados internacionales, políticas globales y locales que los regulen e incentiven su disminución (Watson, 1999).

El calentamiento global es causado por las diferentes actividades realizadas por el hombre dentro de su contexto de vida. Una de las más importantes es la generación de energía. Es así que dos terceras partes de la producción de energía requerida para la actividad humana a nivel mundial necesitan de la combustión de combustibles fósiles para su generación.

Esto implica millones de toneladas de carbono equivalente emitidas a la atmósfera, con la consecuente contribución al efecto invernadero. Pese a que el precio de los combustibles fósiles va incrementando, todavía no existe una solución definitiva para evitar este fenómeno, aunque sí hay alternativas sumamente interesantes. (IPCC, 2007).

1.1.1.1 El cambio climático. Desde mediados del siglo XIX la temperatura del planeta ha ido elevándose dando fin a la pequeña edad de hielo como se muestra en la Figura 1. El aumento coincide con el comienzo de la Era Industrial cuando comienza el desenfreno de producción de GEI. Como se muestra en la Figura 2, las concentraciones atmosféricas de CO_2 y CH_4 en el 2005 aumentaron mucho más de lo que se considera natural desde hace 650,000 años atrás. Este aumento es preocupante ya que la última vez que los polos estuvieron más calientes que en el presente, fue hace 125,000 años y la reducción del volumen del hielo polar produjo un aumento de 5 msnm. Del mismo modo, hoy en día el efecto del calentamiento global tiene consecuencias muy fuertes de cambio en el planeta siendo la mayor parte negativas. (Pachauri, 2008).

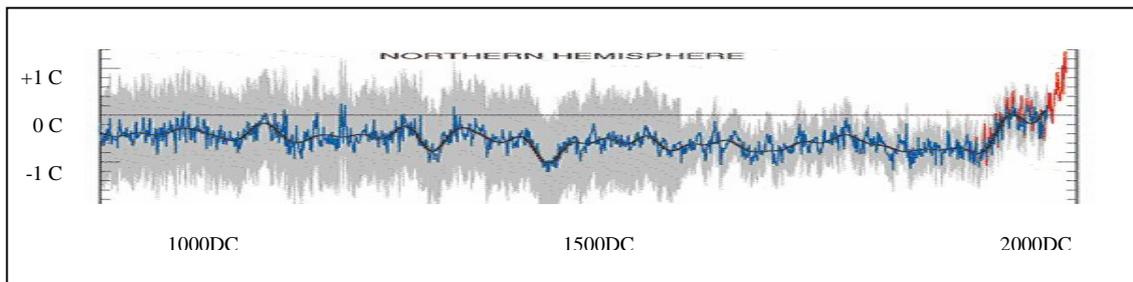


Figura 1. Cambio de temperatura en el hemisferio norte del planeta (IPCC, 2007).

Las consecuencias del calentamiento global transforman el mundo de manera dramática. Se estima que 20 a 30% de las especies actuales se encuentran en riesgo de extinción, por los efectos de un aumento de temperatura de 1.5°C a 2.5°C . Por otro lado, varias ciudades del planeta se ven en gran riesgo de ser inundadas y desaparecer. El costo económico por razones climáticas entre los años 1980-2004 fue de \$1.4 trillones, lo cual llama a la humanidad entera a enfrentar el mayor desafío de la historia. (IPCC, 2007).

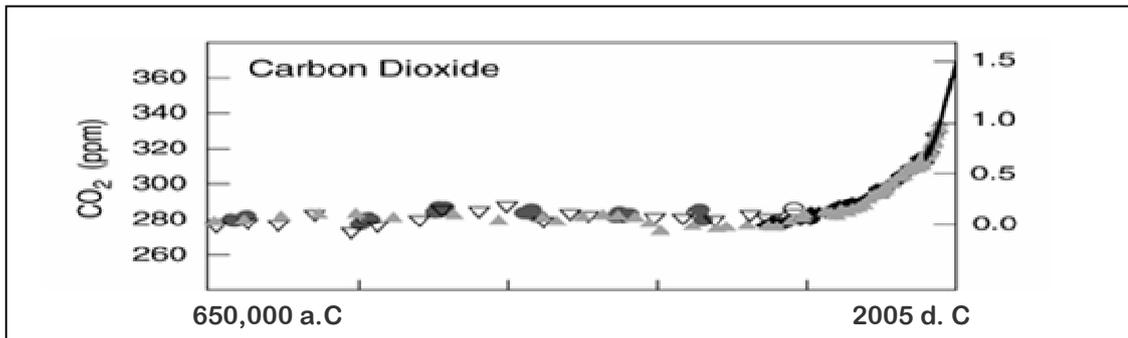


Figura 2. Concentraciones atmosféricas (IPCC, 2007)

1.1.1.2 Protocolo de Kyoto. En 1997 en Kyoto, 175 países pertenecientes a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, acordaron un

protocolo histórico para reducir los GEI por medio de la creación de un mercado internacional, basado en el intercambio de créditos de carbono. El objetivo es reducir las emisiones existentes en el mundo en un 5.2% para el año 2012, tomando como base la producción de GEIs de 1990. Las reducciones deben realizarse a partir del 2008, a idea es que las empresas reduzcan sus emisiones y aquellas a quienes les resulta muy caro o muy difícil reducir compren o paguen reducciones en otras empresas. Es así que el mundo entero participa de manera interactiva para que el carbono tenga un precio y así se incentiven políticas, tecnología y actitud en favor del ambiente y la reducción del riesgo implícito por el calentamiento global (UNFCC, 2008).

La formulación del protocolo tiene tres modelos de mercado con los cuales opera: Intercambio de Créditos de Carbono, Implementación conjunta (Join Implementation, JI) y Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Los países participantes se clasifican de la siguiente manera: Países desarrollados en el Anexo I, los cuales aceptan tener obligaciones de reducción de emisiones bajo un inventario anual de producción de GEI. Países en vía de desarrollo no pertenecientes al Anexo I, los cuales no tienen obligaciones de reducción de GEI. Los países no Anexo I, no pueden negociar reducciones o captura de GEIs bajo los modelos de intercambio de créditos o Implementación Conjunta, pero sí pueden participar en el MDL (UNFCC, 2008).

1.1.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio

El protocolo está diseñado de tal manera que todos los países puedan reducir sus emisiones al menor costo posible. El MDL es un arreglo del Protocolo de Kyoto que permite a países del Anexo I invertir en proyectos de reducción de GEI en países no Anexo I (en vías de desarrollo). El objetivo es asistir a los países no – Anexo I para lograr un desarrollo sostenible, al mismo tiempo que los países Anexo I logran el cumplimiento de sus compromisos en limitaciones y reducciones de emisiones de GEI. Por la diferencia tecnológica, las opciones de inversión son por lo general más baratas en los países no Anexo I, por lo que se pueden realizar proyectos más grandes y de mayor impacto (UNFCC, 2008).

Para ser parte de un proyecto MDL existen varios criterios de elegibilidad. En primer lugar la participación de las partes debe ser voluntaria, la reducción de emisiones debe tener su origen en el proyecto en cuestión y tiene que ser adicional a las que se produciría en su ausencia. Este último concepto es clave para el MDL ya que determina la magnitud del beneficio del mismo (UNFCC, 2008).

Según Mizuno (2008), en su presentación esquemática sobre el MDL en gráficos, afirma lo siguiente: “Un proyecto es adicional si sus emisiones de GEI son menores a las que habrían ocurrido en ausencia de la implementación del proyecto (línea base) y si se presentan barreras de tipo financiero, tecnológico y demás, que la implementación del proyecto como MDL puede ayudar a superar. Dicho de otra manera, en ausencia del MDL el proyecto no podría ser implementado; de esta forma, proyectos que ya han sido implementados, o que igualmente serían implementados sin MDL, no son adicionales y no pueden obtener CREs”.

El proyecto no debe acarrear impactos negativos desde el punto de vista ambiental y deberá velar por la transferencia de tecnología y conocimientos ecológicamente inocuos y racionales. El proyecto debe ser además considerado dentro de las prioridades del país. Dentro del proyecto MDL tres puntos básicos son: la definición del tipo de proyecto, la determinación de la línea base y la emisión de certificados de reducción de emisiones (Caprile, A. 2006).

1.1.2.1 Tipos de proyecto MDL. Existen varios tipos de proyectos los cuales se diferencian dependiendo del modo en el que logran la adicionalidad requerida para aprobar la obtención de CREs. La generación eléctrica se basa en evitar completamente la combustión de energía fósil que se habría dado de otra forma. La eficiencia energética en cambio es un ahorro justificable de la cantidad de GEI producidos. El manejo de desechos es un aprovechamiento que antes no existía y que por tanto evita la utilización de combustibles nuevos al usar los desechos como fuente de energía (Zelaya, 2008).

En generación eléctrica se tiene energía renovable, sustitución de combustible, cogeneración y reducción de las pérdidas de distribución. En cuanto a eficiencia energética existen lámparas ahorradoras y equipos eficientes como ser aires acondicionados, etc. Para el transporte se tienen vehículos más eficientes, reordenamiento vial y uso de biocombustibles. Dentro del manejo de desechos existen emisiones evitadas por desechos sólidos, sólidos y generación eléctrica. Por otro lado, se tiene que en la agricultura se puede dar alimento mejorado para el ganado evitando así emisiones de CH₄ (UNFCC, 2008).

En área forestal se pueden hacer manejos más eficientes de la masa forestal y reforestación para así secuestrar CO₂ en suelos. En la agricultura se dan CREs por el manejo del suelo que secuestra carbono de la atmósfera y en el área forestal se dan por el secuestro resultante de la fotosíntesis hecha por el árbol en el proceso de crecimiento; para mayor información ver Anexo 1 (Caprile, 2006).

1.1.2.2 Línea base. Es la base de referencia para establecer las reducciones de GEI la cual es definida a partir de tendencias históricas y determinada en función de las características de los combustibles, de tecnologías (procesos) de combustión y de tecnologías de uso final. “La línea base de la actividad del proyecto MDL es el escenario que razonablemente representa las emisiones antropogénicas por fuente de GEI que ocurrirían en ausencia de la actividad del proyecto propuesto” (UNFCC, 2008).

La línea base se define a partir de las características específicas del proyecto, debe cubrir la emisión de todos los GEI dentro del límite del proyecto y estar bajo control de los participantes. Es necesario que se tomen en cuenta las fugas existentes, ajustándolas a los cálculos requeridos. Se define como fugas al cambio neto de emisiones GEI que ocurren fuera del límite del proyecto y que son mensurables y atribuibles al mismo. Para proyectos de pequeña escala existen diferentes metodologías aprobadas (Caprile, 2006).

1.1.2.3 Certificación de reducción de emisiones (CREs). Los CREs son una forma de medir y comercializar los GEI, un CRE es igual al valor monetario por reducir una tonelada de CO₂. En general, los CREs representan el volumen en toneladas de GEI que

se deja de emitir, se fija, secuestra o se desplaza en determinado período de tiempo, a través de un título de valor certificado internacionalmente. Puesto que el evitar la producción de emisiones es válido para cualquier sitio en el Planeta, dichos certificados son vistos como créditos ganados los cuales pueden ser vendidos a cualquier gobierno y/o empresa que requiere regular su producción de emisiones (UNFCC, 2008).

Los CREs representan un beneficio adicional para el proyecto a partir de su venta. Aumentan la rentabilidad de proyectos de reducción de emisiones y pueden generar un aumento en la inversión privada en este tipo de proyectos. Si bien el financiamiento de carbono no logra convertir un mal proyecto en uno bueno, puede ayudar a un buen proyecto a superar barreras (Caprile, 2006).

1.1.2.4 Escenario internacional. El escenario internacional tiene varios factores a considerar por el hecho de existir grandes cambios en el movimiento de prioridades de los gobiernos productores de mayor cantidad de GEI, como ser EEUU y China. Pese a que EEUU no ha firmado el Protocolo de Kyoto, vive una presión muy fuerte por cambiar su política interna en el corto plazo. China por su lado, es considerado como el país más riesgoso (como también lo es India y Brasil) en cuanto a la producción futura de CO₂, por lo que la comunidad internacional se inclina a reconsiderar su actual presión en la producción de emisiones, es decir cambiarlo de no Anexo I a Anexo I. El futuro mercado de la venta de secuestro de carbono depende en gran medida de las regulaciones que hagan estos países (Brahic, 2007).

EEUU ratificó a principios de 2008 que la Agencia de Protección Ambiental (EPA) “tiene la potestad y obligación de regular las emisiones de carbono industriales en el país”. Este es el primer paso del país para que el mercado del secuestro de carbono comience a tener forma de grandes inversiones. Si bien difícilmente el gobierno norteamericano firmará el Protocolo de Kyoto, el mercado internacional tomará formas diferentes si EEUU decide comprar por su cuenta CREs. Esto es de especial interés para países en desarrollo, dueños de grandes terrenos aptos en el negocio del carbono y con grandes posibilidades de reducción de emisiones en sus procesos productivos (EPA, 2008).

El caso de China es de extrema importancia por ser hoy en día el país que produce mayor cantidad de CO₂ en el planeta, lo cual conduce a especulaciones muy fuertes de lo que representa para el futuro mercado de carbono (GGEBC, 2007). Durante el año 2005 las emisiones de China fueron 2% por debajo de las generadas por EEUU (MNP, 2007). Según Fatih Birol en la revista New Scientist (Abril, 2007) para el año 2030, China estará produciendo el doble de emisiones de carbono que la producción de emisiones de todos los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD) combinados (Brahic, 2007).

Pese a que China es el primer país emisor de GEI, no tiene presión internacional para disminuir sus emisiones. China no se encuentra en el Anexo I en el Protocolo de Kyoto, de manera que puede mejorar su situación por medio del MDL. A pesar de su contribución al cambio climático se considera un país en desarrollo por la baja cantidad de emisiones por habitante y el ingreso per cápita en comparación con los países desarrollados, mas sin embargo, su caso será evaluado el 2012 (Brahic, 2007).

1.1.3 Antecedentes

Honduras es un país que actualmente se encuentra en una situación difícil por las necesidades que debe cumplir para con su población, en cuanto al tema de abastecimiento de energía. Su inestabilidad se debe en gran medida a su dependencia económica al medio internacional a través del combustible fósil. Sin embargo, existe un gran potencial para la generación de energía limpia por hidroeléctricas que debe ser aprovechado de manera inteligente, con una visión a largo plazo y de desarrollo integral (Contreras, 2008).

1.1.3.1 Consumo de energía en Honduras. El país es extremadamente vulnerable a la variación de los precios del crudo y víctima de cambios climáticos como ser inundaciones y sequías. Es de esta manera que el país necesita de una estrategia alternativa para la obtención de energía que le permita disminuir los altos costos del combustible fósil, como también requiere definir medidas para contrarrestar el efecto de las inclemencias climáticas. Es bajo este panorama que la generación de energía por hidroeléctricas es una respuesta inteligente y de largo plazo para el país ya que cumple con ambas necesidades (Banco Mundial, 2007).

En el año 1984, la capacidad instalada de producción de energía total de Honduras era 70% hídrica y 30% térmica; veinte años más tarde (2004) la situación cambió a 60% térmica y 40% hídrica (Valerio, 2007). Hoy en día el 61% de la energía que se consume viene de plantas térmicas, un 35% proviene de plantas hídricas y un 4% lo conforman plantas privadas de biomasa (González, 2005).

Actualmente la demanda energética en Honduras crece de manera muy rápida, lo cual fuerza a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a buscar nuevas alternativas. Se estima un déficit de capacidad de 70Mw para finales del presente año y que probablemente incrementará a aproximadamente 275Mw para el 2010 (Banco Mundial, 2007). Según últimos datos de la ENEE para el 2007, se tuvo 585.9Mw (45.8%) de energía hidroeléctrica, 24.8Mw (1.94%) de energía de biomasa y 666.3Mw (52.2%) de energía térmica haciendo un total energético de: 1,275.98Mw (ENEE, 2008).

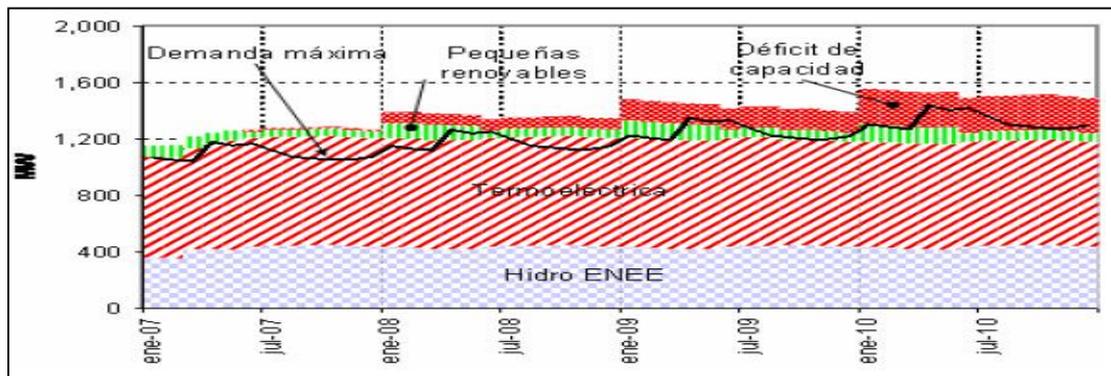


Figura 3. Balance Oferta/ Demanda 2007 – 2010 (Banco Mundial, 2007).

1.1.3.2 Hidroeléctricas en Honduras. El país tiene el potencial de generar 4,654Mw por hidroeléctricas. Pese a esto la promulgación de la Ley Marco de Energía Eléctrica en 1994, la capacidad instalada total de generación eléctrica actual es de 600Mw. (Gutiérrez, 2008). Ver cuadro de hidroeléctricas existentes y potenciales del país en Anexos 2 y 3.

En Honduras, el sector eléctrico aún está en manos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), aunque las concesiones al sector privado cada vez son mayores. A la fecha, varios proyectos privados han firmado contratos de suministro de energía con la ENEE, como ser las siguientes hidroeléctricas: La Boquita, La Nieve, San Carlos, Cortecito, Cececapa I, Río Blanco, La Gloria, Cuyamel, Cuyamapa, La Esperanza I, entre otras. Estas nombradas tienen una potencia instalada total de 53Mw. Las principales centrales hidroeléctricas que proporcionan energía en el país son: El Nispero 22,5Mw, Cañaverl 28,5Mw, Río Lindo 80Mw y El Cajón 300Mw (ENEE, 2008). A pesar de los pocos proyectos nuevos existen varios en construcción; en el corto plazo se espera una generación por hidroeléctricas de 120Mw y a mediano plazo 300Mw (Pinto, 2008).

El proceso de instalación de hidroeléctricas en Honduras tiene características distintivas tanto entre las dificultades que ha tenido que vencer, como también entre los aportes generados. “Los obstáculos que Honduras debe enfrentar son en su mayoría de manejo interno que con una administración eficiente e informada se podrían resolver en su mayoría; el mejor ejemplo sobre un buen manejo se tiene en nuestro país hermano Costa Rica” (Zelaya, 2008). Históricamente el sistema político ha enfocado su atención en la generación térmica especialmente con los asuntos de combustible de fósil y leña, siendo las alternativas limpias de largo plazo, como las hidroeléctricas, de una importancia secundaria. Esto se debe a la miopía gubernamental pasada al creer que con la represa de El Cajón construida en los años ochenta no se necesitaría mayores inversiones para el futuro. Cabe mencionar también que para aprobar proyectos hidroeléctricos el trámite es muy largo, confuso y frustrante ya que puede llegar a durar varios años, por lo general cuatro (Pinto, 2008). Ver Ficha Informativa de la Hidroeléctrica Río Blanco, en Anexo 4.

El sistema de energía renovable en Honduras se ve beneficiado enormemente por la regulación de provisión de agua, energía y servicios que logran las hidroeléctricas en el país. Existen cinco embalses en operación con propósitos hidroeléctricos y de abastecimiento de agua potable que regulan un total de 4.21 km³, siendo el mayor de ellos El Cajón con 4.2 km³. Existe también un embalse de propósito múltiple en Nacaome con capacidad de 180 millones de metros cúbicos (FAO, 2008). Sin embargo, el aporte más distintivo logrado por el sistema de embalses en Honduras se vio durante el Huracán Mitch en 1998. La represa de El Cajón logró evitar que el Valle de Sula fuera devastado en un 70% gracias al control de aguas que la construcción permitió (Álvarez, 2008)¹.

Entre los grandes emprendimientos por apoyar la construcción de hidroeléctricas, se encuentra la ayuda financiera que representa la venta de CREs generados por el servicio de adicionalidad que representan. Las hidroeléctricas por ser generadoras de energía limpia, evitan la combustión de otras fuentes de energía que contaminan por producir

¹ Álvarez, H. 2008. Planta de operaciones (entrevista). El Cajón, HN.

emisiones de GEI. Este servicio ambiental puede ser vendido mediante los CREs en el mercado internacional que al momento se encuentra incrementando (Contreras, 2008).

1.1.3.3 Venta de CREs por hidroeléctricas en Honduras. El país es un caso sumamente interesante en cuanto a la venta de CREs, puesto que en varios sentidos es un ejemplo a nivel mundial, tanto en hechos positivos como también en sentido contrario. Las lecciones aprendidas hasta el momento son variadas y muy fuertes, poniendo al personal encargado en una necesidad de preparación y cuidado para futuras negociaciones. Es necesario recalcar que este es un mercado nuevo y por tanto con mucho potencial que cubrir en los próximos años, por lo cual es indispensable que el gobierno prepare a sus instituciones internas para saber moverse de manera adecuada (Pinto, 2008).

En primer lugar, el país se destaca por ser el primero en lograr un contrato MDL por venta de CREs de hidroeléctricas en el mundo. Dos hidroeléctricas, Río Blanco y La Esperanza, firmaron en el 2005 la venta de créditos en la United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Sin embargo, cabe mencionar que dichas ventas se realizaron con precios sumamente bajos con el Gobierno de Finlandia, EU 2.47 por tonelada. Esto se debe a que las negociaciones fueron realizadas sin la información suficiente por parte de la delegación hondureña (UNFCCC, 2008).

Honduras ganó una imagen muy positiva al demostrar su empeño por ingresar en el mercado, ya que actualmente tiene nueve hidroeléctricas registradas en la UNFCCC. Los países europeos son los principales comparadores de CREs, pero cabe destacar que existen otros compradores potenciales pertenecientes al Anexo I. Se debe mencionar que también existe la posibilidad de negociar CREs con entes como el Banco Mundial y la bolsa de valores en EEUU llamada Chicago Climate Exchange (CCX) (Pinto, 2008).

Durante los últimos dos años el ingreso de hidroeléctricas hondureñas al mercado del carbono ha disminuido notablemente. Esto se debe a que los últimos gobiernos ya no apoyan debidamente los proyectos, quedando todo el sistema estancado; esto se ve explícitamente en el hecho que desde el 2006 sólo ha habido una hidroeléctrica aprobada por la UNFCCC. Por otro lado, hace falta apoyo por parte de la sociedad hondureña, para presionar y dar a entender la importancia de la energía limpia dentro de la economía del país (Pinto, 2008).

Hasta el momento el aporte de los CREs al financiamiento de las hidroeléctricas no es muy significativo puesto que el precio de venta es muy bajo, como se mencionó anteriormente. Sin embargo, son el comienzo de apertura para Honduras al mercado internacional y su imagen como país emprendedor. El proyecto hidroeléctrico que hasta el momento ha obtenido el mayor beneficio por venta de CREs ha sido Cortecito – San Carlos con una venta de \$11.15 CO_{2E}/año. Se espera que los futuros precios del carbono suban lo suficiente como para generar un aporte significativo (Pinto, 2008).

1.2 JUSTIFICACIÓN

Las hidroeléctricas son una alternativa a la producción de energía que contrarresta la dependencia de Honduras a los hidrocarburos. Puesto que Honduras no produce su propio combustible, en el 2007 invirtió \$391 millones en Bunker (Fuel Oil) para equilibrar el vaivén del precio internacional de los hidrocarburos para la generación hidroeléctrica (Honduras en Cifras, 2007). Esta desventaja afecta de manera directa e indirecta la calidad de vida de los ciudadanos.

Las hidroeléctricas son una manera segura de generación de energía limpia a largo plazo que ayuda al esfuerzo mundial por reducir emisiones de efecto invernadero. Como se vio anteriormente, sólo depende de las medidas que toma la humanidad para que el planeta no sufra mayor impacto por el calentamiento global. La generación de energía limpia es indispensable como mecanismo alternativo tanto para el ambiente como para la economía.

Es necesario determinar el efecto económico de los CREs en hidroeléctricas cuanto antes ya que existen en el momento varios proyectos de pequeña escala, es decir menor a 15Mw y tres de escala media que ingresarán al mercado de carbono en Honduras, que todavía no han negociado los CREs. Su negociación adecuada es vital para que su construcción se logre realizar de manera exitosa y así que futuros proyectos tengan un mayor incentivo.

La venta de créditos de reducción de emisiones parece ser una estrategia adecuada para contrarrestar las elevadas inversiones para la construcción de hidroeléctricas. La generación de ingresos por reducción de dióxido de carbono por medio de hidroeléctricas, es una manera rápida de apoyar el financiamiento de la inversión requerida para dicho proyecto. De cualquier modo, dadas las diferentes barreras, no necesariamente la venta de créditos es suficiente para hacer a los proyectos factibles pero sí es necesario determinar cómo mejorar la factibilidad de hidroeléctricas en el país.

1.3 OBJETIVOS

Para este proyecto se ha definido como objetivo general:

- Determinar el papel de la venta de reducción de carbono por generación hidroeléctrica, como herramienta para mejorar la factibilidad de este tipo de proyecto.

Los Objetivos específicos definidos para alcanzar el objetivo general son:

- Calcular la cantidad de dióxido de carbono que puede reducir el país al aprovechar su potencial hidroeléctrico.
- Definir los escenarios de ingresos por venta de CREs.
- Determinar el impacto que tiene la venta de CREs sobre la inversión en hidroeléctricas en Honduras.

1.4 LÍMITES

A continuación se definen los límites dentro de los cuales se realizará el presente estudio:

- Los cálculos se realizaron tomando como base capacidad de generación y no caudales.
- Sólo se analizó la venta de CREs por generación hidroeléctrica.
- El potencial hidroeléctrico de Honduras se definió según los datos oficiales manejados por la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) a junio del 2008
- La demanda del país se definió usando como base los datos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) del 2007 y el Banco Central de Honduras (BCH) al del 2007.
- El presente estudio no es de nivel de prefactibilidad, sino de análisis global.

1.5 EJECUTOR DEL PROYECTO Y SUPUESTOS

El presente trabajo es para ser usado por las empresas involucradas en la construcción y negociación de CREs para hidroeléctricas, especialmente la AHPPER. Además puede ser usado por el Gobierno de Honduras, ya que beneficia de manera directa la toma de decisiones en la negociación de la compra de energía proveniente de hidroeléctricas.

1.6 LIMITANTES

Se asume que las variaciones del precio de compra de los CREs dentro de ciertos parámetros. El valor del carbono en el mercado internacional puede llegar a variar de manera muy drástica en los próximos años, esto haría que los números determinados en el presente trabajo pueden quedar relegados.

Del mismo modo, se asume que el protocolo de Kyoto mantendrá la tendencia actual. Es posible que el protocolo de Kyoto sea modificado en el 2012 de tal manera que la forma de aplicación y la metodología con la que se calculó el precio del carbono cambie, lo cual eliminaría por completo el alcance de la aplicación del presente trabajo.

Por otro lado, se debe mencionar que pueden existir intereses privados de parte de la fuente de datos de cada hidroeléctrica. Es de esta manera que se desconoce el caudal y la frecuencia con el que se determina la potencia de cada hidroeléctrica. Es así que también existe incertidumbre en el conocimiento de producción anual de energía y el método utilizado por hidroeléctrica.

2 MATERIALES Y MÉTODOS

- Se definió la línea base en el tiempo determinando las emisiones actuales de Honduras y estimando el crecimiento de la demanda, de manera tal que se pudo enfocar el punto de partida para el estudio. Para esto se utilizaron base de datos de variadas fuentes, documentos privados y públicos, como también entrevistas personales y Microsoft Excel como programa de cálculo básico.
- Se definió el potencial hidroeléctrico del país, el monto de inversión y la reducción de emisiones del país. Para esto se tomaron en cuenta las hidroeléctricas en construcción, en operación y en proyecto. Asimismo, se utilizaron los mapas de SERNA, documentos, entrevistas y programas de cálculo simple.
- Se definió las ganancias por venta de CREs estableciendo tres escenarios determinados por los siguientes criterios: el precio medio se determinó según el precio de CREs vigente en el mercado (14 \$/tCO₂) y seis dólares de diferencia para el precio mínimo y máximo (8 y 20 \$/tCO₂ respectivamente). Para definir la ganancia neta se determinaron los costos de transacción, los costos adicionales en los que puede incurrir un proyecto y se restaron de la ganancia bruta. Los datos de las hidroeléctricas en operación se usaron para definir los montos de inversión por gigawatts por hora e ingresos por CREs. Para esto se utilizaron los cuadros de Excel como programa básico de cálculo.
- Finalmente, se realizó un análisis económico del aporte de los CREs a la viabilidad de proyectos hidroeléctricos mediante el cálculo de la tasa interna de retorno. Esto se realizó con el análisis de las inversiones y las ganancias para las hidroeléctricas con y sin venta de CREs, de manera tal que se pudo hacer un cálculo del porcentaje de mejora para cada proyecto. Para realizar esto se establecieron las ganancias y el tiempo de recuperación por venta de energía eléctrica por parte de las hidroeléctricas en Honduras. Se definió, según el precio, el potencial de ganancia a través de venta de CREs. Y, se determinó la rentabilidad de las hidroeléctricas de ejecutar con y sin CREs. Para ello se utilizó el área de análisis económico del programa Excel.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación se presentan los resultados definidos por medio de la determinación de la línea base, el potencial hídrico del país, las ganancias por venta de CREs que puede existir, y finalmente el aporte económico de los CREs a la viabilidad de los proyectos hídricos. Cada punto está presentado por cálculos expuestos en cuadros, para los que se tiene una explicación de las variables y la discusión consecuente al tema. Los detalles de los cuadros presentadas se encuentran en los Anexos 5, 6, 9, 10, 11 y 12.

3.1 DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE

Para demostrar que la adicionalidad de un proyecto es clave para su inclusión en el MDL, es necesario establecer una línea base para Honduras. Para esto, se estudió las emisiones de CO_{2E} que el país ha tenido en los últimos años. Los datos provienen de Honduras en Cifras 2007.

3.1.1 Determinación de emisiones actuales de Honduras

Independientemente de que hayan variado los porcentajes provenientes de cada fuente, la cantidad de gigawatts por hora producidos se mantiene en un aumento constante, por lo que la cantidad CO_{2E} generado aumenta de 1.08 millones de toneladas anuales a 1.17 millones de toneladas anuales. Es así que a continuación, se presentan los datos obtenidos de los últimos tres años para la generación eléctrica de plantas térmicas, el porcentaje que representa ésta en el contexto nacional y luego el aumento con respecto al año previo. El costo del combustible se obtuvo según el precio promedio del bunker en el año. Las emisiones térmicas se calcularon según el patrón establecido para Honduras que es 0.277 tCO_{2E}/ Gwh. Estos mismos cálculos se tienen para la generación renovable que en su mayoría en Honduras es generación hídrica.

Cuadro 1. Determinación de Emisiones de Honduras.

Año	Térmica (Gwh)	% del total generado	Costo por combustible (\$/ GWh)	Emisiones de térmicas (Tn CO2E)	Renovable (Gwh)	% de aumento anual	Total Generada (Gwh)
2005	3,905.50	70	49,431.58	1,081,823.50	1,645.50	-	5,551
2006	4,020.70	67	76,760.49	1,113,733.90	1,938.30	18	5,959
2007	4,239.30	68	88,301.64	1,174,286.10	2,021.70	4	6,261

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Honduras en Cifras, 2007 y reportes de la ENEE 2005 – 2007

Como se observa en el cuadro anterior la generación de energía aumenta un 5% en promedio cada año. Ante esta realidad el porcentaje de generación renovable parece

estancarse. La generación hidroeléctrica aumenta, pero no se compara con el de la generación total. En el 2005, la generación de energía renovable representó un 30% del total, en el 2006 un 33%, y en el 2007 de nuevo el 32%. Aunque parezca haberse detenido el aumento en generación renovable, aumentó un 18% del 2005 – 2006 y un 4% del 2006 – 2007. De cualquier modo, el segundo aumento no se percibe ya que no se compara con el aumento total de generación. Por otro lado, en el período 2006 – 2007 el incremento en generación térmica fue de más de un 5%, lo demuestra la tendencia del país al crecer más en energía térmica que en renovable.

3.1.2 Definición de estimaciones de crecimiento de demanda

Existen varios posibles escenarios que se pueden dar en un futuro próximo. Es de esta manera que se realiza el estudio según los siguientes tres posibles escenarios cuyos resultados se resumen en el Cuadro 2.

- Escenario 1 Si la situación sigue la tendencia actual, es decir, si la generación crece en promedio un 5% anualmente y se mantiene un crecimiento en generación renovable de 1% en promedio.
- Escenario 2 Si la situación se queda estática, es decir si la generación crece en promedio un 5% anualmente y se mantiene una generación renovable de 2,021.7Gwh. En caso de que no existan más inversiones para hidroeléctricas.
- Escenario 3 Si la situación actual se invierte, es decir si la generación crece en un 5% anualmente y se mantiene un 68% de generación renovable.

Para los siguientes cuadros se asume que energía renovable refiere exclusivamente a energía hídrica. Por otro lado, el costo de combustible se calcula tomando como base el precio actual del bunker o fuel oil y los requerimientos por gigawatts por hora establecidos por la ENEE. A continuación se presentan los cuadros resumen por escenario, el cuadro completo se encuentra en el Anexo 5.

Cuadros 2. Escenarios.

Cuadro 2.1. Escenario 1 (Si la situación sigue la tendencia actual).

Año	Energía de plantas hídricas (Gwh)	Energía hídrica (%)	Energía total en Honduras (Gwh)	Combustible anual para plantas térmicas (\$)
2008	2,244.70	34	6,633.67	387,552,934
2009	2,432.80	35	6,988.67	402,290,477
2010	2,620.90	37	7,343.67	417,028,020
2011	2,809.00	38	7,698.67	431,765,563
2012	2,997.10	39	8,053.67	446,503,106

Fuente: Elaboración propia, a partir de Honduras en Cifras, 2007

Se puede observar que el crecimiento de la energía renovable (hídrica) es continuo en un 1% en promedio, lo cual demostraría la existencia de una tendencia, aunque pequeña, a aumentar la inversión por hidroeléctricas en el país. Si en el cuadro anterior se comparan los años 2008 y 2012 como proyección al futuro, se tiene que existirá un leve aumento del

porcentaje (de 34 a 39%) lo cual representa 752.4Gwh, que no es mucho en comparación con el total de energía generada. Sin embargo, vale la pena destacar que esto representa un incremento de casi \$59 millones, ya que para el año 2008 se tiene un costo de \$387 mil millones y para el 2012 de \$446 mil millones. Este aumento es significativo ya que demuestra que puede haber un impacto muy grande en la factura petrolera del país en el futuro a mediano plazo si no se opta por generar una mayor cantidad de energía hídrica.

Cuadro 2.2. Escenario 2 (Si la situación se queda estática).

Año	Energía de plantas hídricas (GWh)	Energía hídrica (%)	Energía total en Honduras (Gwh)	Combustible anual para plantas térmicas (\$)
2008	2,021.70	30	6,633.67	407,244,199
2009	2,021.70	29	6,988.67	438,591,279
2010	2,021.70	28	7,343.67	469,938,360
2011	2,021.70	26	7,698.67	501,285,440
2012	2,021.70	25	8,053.67	532,632,521

Fuente: Elaboración propia a partir de Honduras en Cifras, 2007

Según el escenario 2 se tiene que Honduras no hace más inversión en hidroeléctricas; se asume que esto ocurre porque el país dedica su inversión restante en plantas térmicas. Puesto que el requerimiento total del país va en aumento, el porcentaje de comparación con el total de energía renovable disminuye gradualmente. Si bien como en el cuadro anterior, no se toma el cambio de precios que puede haber en el fuel oil para el futuro, se puede ver que el costo de combustible para el 2012 es mucho mayor que en cualquier otro escenario. Del mismo modo se observa que el aumento anual de combustible para plantas térmicas es mucho más grande que en los demás escenarios.

Se debe mencionar que la situación económica del país decae, puesto que el combustible anual para plantas térmicas aumenta mucho más. Esto puede crear una diferencia entre los años 2007 - 2012 de \$158.3 millones más de inversión. Obviamente si lo anterior se analiza estrictamente para la venta de CREs, se obtiene que existiría un mercado seguro puesto que la línea base aumentaría dando la oportunidad de vender más créditos.

Cuadro 2.3. Escenario 3 (Si la situación actual se invierte).

Año	Energía de plantas hídricas (GWh)	Energía hídrica (%)	Energía total en Honduras (Gwh)	Combustible anual para plantas térmicas (\$)
2008	4,491.63	68	6,633.67	189,145,232
2009	4,732.00	68	6,988.67	199,267,320
2010	4,972.37	68	7,343.67	209,389,408
2011	5,212.74	68	7,698.67	219,511,496
2012	5,453.11	68	8,053.67	229,633,584

Fuente: Elaboración propia a partir de Honduras en Cifras, 2007

Según el escenario 3, la situación cambia drásticamente a ser completamente contraria a la actual. Este escenario ficticio sirve para estudiar el efecto que podría tener un cambio de esta magnitud y ver específicamente si en tal caso podría existir todavía un mercado para CREs. En principio, el efecto más inmediato es obviamente que la inversión anual para plantas térmicas disminuye tanto como hasta la mitad de lo que se tendría que invertir en

los escenarios previos, ayudando en general a la economía del país. Sin embargo, el mensaje final de este escenario es que sí sigue existiendo un mercado para los CREs en Honduras a largo plazo por más que la producción de energía térmica disminuya.

3.1.3 Elaboración de línea base en el tiempo

La línea base que se llegue a tener para Honduras depende de la cantidad de generación de CO₂ que el país esté produciendo por medio de plantas térmicas. Como se puede ver en el Cuadro 2, a lo largo de los próximos años sin importar a qué escenario se refiere, dicha línea base tenderá a subir puesto que la demanda de energía en el país así lo exige. Pese a un cambio radical en el porcentaje de producción de energía eléctrica, como se muestra en el escenario 3 del mismo cuadro, la línea base se mantiene lo suficientemente alta.

Es de este modo que se puede asegurar el mercado de venta de CREs por lo menos a mediano plazo puesto que dichos créditos se venden gracias a que sustituyen la producción de otras fuentes de energía emisoras de GEI, como ser las plantas térmicas. Es decir, que mientras exista un aumento de producción de energía por medio de plantas térmicas, se tendrá disponible un mercado seguro para la venta de CREs. Vale la pena destacar que con seguridad en el mercado se refiere a la existencia de las oportunidades tal como se presentan en este momento, mas sin embargo, cabe la posibilidad que las reglas actualmente impuestas cambien en el 2012 y por tanto el mercado cambie.

Según Honduras en Cifras (2007) la generación de CO_{2E} se estimó en 1,174 miles de tCO₂ para Honduras. Para los cálculos de ingresos por venta de CREs a través del MDL se usa este dato como línea base. Esto significa que cualquier cambio de fuente que se considere, actuará para reducir estas emisiones y será esto lo que se llegue a comercializar.

Cuadro 3. Estimaciones reducción de CO₂.

Año	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
	Generación térmica (GWh)	tCO ₂ (miles)	Generación térmica (GWh)	tCO ₂ (miles)	Generación térmica (GWh)	tCO ₂ (miles)
2008	4,388.97	1,216	4,611.97	1,278	2,142.04	593
2009	4,555.87	1,262	4,966.97	1,376	2,256.67	625
2010	4,722.77	1,308	5,321.97	1,474	2,371.30	657
2011	4,889.67	1,354	5,676.97	1,573	2,485.93	689
2012	5,056.57	1,401	6,031.97	1,671	2,600.56	720

Fuente: Elaboración propia a partir de Honduras en Cifras, 2007

En el Cuadro 3 se puede confirmar lo dicho anteriormente con el supuesto de un mercado seguro para la venta de CREs. Como se había mencionado, en el escenario 3 pese a que la situación se invierte de manera ficticia por completo, todavía existe una generación importante de toneladas de CO₂ para los siguientes años. Esto garantiza que los CREs serán admisibles después de terminada la etapa de construcción de una hidroeléctrica promedio. Para los montos de inversión según los escenarios ver Anexo 6.

3.2 POTENCIAL HÍDRICO DE HONDURAS

El potencial hídrico de Honduras es el segundo más grande de Centro América después de Guatemala (González, 2005). Pese a que en Honduras un porcentaje muy alto de la energía ha sido producida por hidroeléctricas, actualmente sólo utiliza el 9% de su potencial. Según González (2005), el potencial por desarrollar en Honduras es de 4,534Mw. En el Anexo 7 se presenta el mapa de potencial hidroeléctrica del país en el que se puede ver la ubicación de cada embalse tomado en cuenta para calcular este potencial.

3.2.1 Definición de hidroeléctricas construidas, en proyección y en estudio

Hasta el momento en Honduras las hidroeléctricas de pequeña escala en operación tienen un total de capacidad de producción de 57Mw, como se muestran en el cuadro de Proyectos Construidos del Anexo 3. Sin embargo, puesto que este dato no se encuentra completo, se estima que la capacidad hidroeléctrica en total es de 476Mw (ENEE, 2008). Como es de esperarse, estas hidroeléctricas no siempre producen a tope, por lo que pese a que se asume una producción energética al 80% de su capacidad. (Zelaya, 2008)

Las hidroeléctricas que se encuentran en construcción, a corto plazo y que son viables se muestran en el cuadro y mapa de la SERNA (Anexo 2 y 6), dando un total de capacidad instalada de 1033.7Mw. Es con este potencial que se realizarán los cálculos de ganancias a través de venta de CREs. Los datos de las plantas ya construidas se usarán para definir montos de inversión con los cuales realizar los cálculos de los siguientes puntos. Las hidroeléctricas que aún se encuentran en proyecto sin una definición clara de cuándo se pondrán en ejecución, como se muestra en el mapa de proyectos en estudio, representan una capacidad instalada de 1,948Mw. Estas últimas hidroeléctricas no serán consideradas para los cálculos puesto que no se tienen definidas la fecha de sus proyecciones.

3.2.2 Establecimiento de las estimaciones de monto de inversión

Según Zelaya (2008), instalar 1Mw anda entre \$1.2 a 1.4 millones en registro, es decir que éste no es el costo real sino el puesto en papeles. El costo real por megawatt instalado se encuentra en \$2,000,000 como mínimo (Quiroz, 2008). Esto varía cada año en función de como sube el cemento, el combustible, etc., y las condiciones en que se construye el Proyecto. Para mayor detalle del rango de los costos de transacción, ver el Anexo 9.

Según los cálculos realizados con el cuadro del Anexo 10, se establece que el costo total sólo de combustible para plantas térmicas es de 88,301.64 \$/Gwh. Por otro lado, el costo total de construcción, instalación y ejecución para la generación de energía hídrica es de 80,000.00 \$/Gwh, como se muestra en el Anexo 11. Si bien estos dos datos no son comparables entre sí, puesto que no toman en consideración las mismas fuentes de inversión, sirven para comparar que la inversión térmica resulta ser más cara ya que sin tomar los demás factores, se requiere una mayor inversión.

Por la falta información de cada hidroeléctrica, se tuvo que hacer la siguiente suposición. Todas aquellas que son menores a 15Mw son productoras de energía a filo de agua y que

por tanto tiene un factor de producción de 0.9. En cambio aquellas mayores a 15Mw se definen como productoras de energía por embalse con un factor de producción de 0.5.

3.3 DETERMINAR LAS GANANCIAS POR VENTA DE CRES

El Protocolo de Kyoto tiene un sistema interno de regulación para la validación completa de los certificados. Este proceso tiene un costo que debe ser cancelado por el proyecto en cuestión. A continuación se detalla de manera breve el proceso.

3.3.1 Determinación de las inversiones en las hidroeléctricas

Los costos de transacción para el Mecanismo de Desarrollo Limpio son aquellos referentes al papeleo necesario para el sistema. El ciclo que se sigue para el registro es complejo y puede ser largo. De manera breve se nombra los pasos importantes a continuación:

- Documentación de Diseño del Proyecto (PDD). Es el documento que presenta .a información sobre los aspectos técnicos y organizacionales esenciales de la actividad del proyecto.
- Aprobación del país de ambas partes involucradas. Autoridad Nacional Designada (AND)
- Validación. Ésta se lleva a cabo por la Entidad Operacional Designada (EOD). En este paso también cuentan los consultores, vigilancia, verificación y certificación.
- Registro MDL. Esto es realizado por la Junta Ejecutiva del MDL (EB). Se debe pagar una tasa designada por el EB.
- Costos de adaptación. Que son 2% de los CREs emitidos con el fin de invertir en los sitios en desarrollo que son especialmente vulnerables a los efectos del cambio climático.

Los costos pueden ser muy variados, dependen en sí del tamaño, localización y complejidad del proyecto. Dichos costos pueden ser muy significativos para proyectos de pequeña escala. Dependen del mismo modo del precio de los certificados, el uso de personal local o internacional y de las entidades operacionales contratadas.

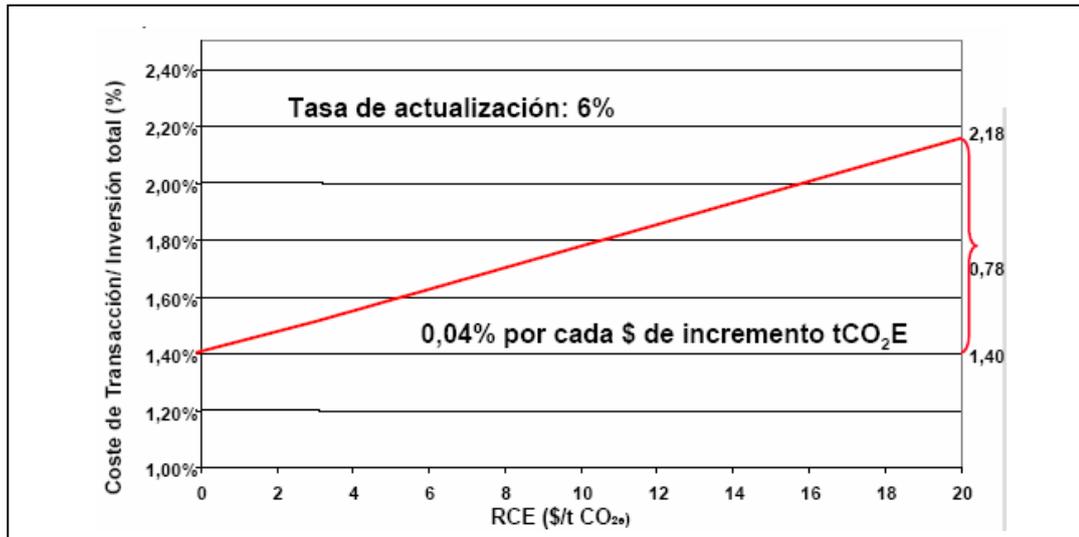


Figura 4. Función de costos de transacción. (Belza y Gil, 2005).

Como se puede ver en el gráfico anterior, el costo de transacción como porcentaje de la inversión total según el mercado, aumenta a manera que aumenta el valor del CREs (RCEs). El incremento llega a ser de 0.04% por cada dólar de incremento de tonelada de CO_{2E}. El precio promedio de un crédito en el mercado actual se encuentra en 14\$/tCO_{2E}.

Pese a que anteriormente se había mencionado que se tomaría en cuenta una inversión por megawatt de \$2,000,000; se tiene que para calcular los costos de transacción, es necesario considerar la inversión en papeles y no la real. Es decir que el monto de inversión considerado es de \$1.3 millones (Zelaya, 2008). La vida útil en promedio de todas las hidroeléctricas en Honduras se encuentra entre 25 y 30 años. El precio de compra del kilowatt por hora generado, actualmente está definido en la nueva Ley de Incentivos a las Energías Renovables como de \$ 0.08 más un 10% por generar con una fuente renovable (Zelaya, 2008).

3.3.2 Establecimiento de escenarios de los precios de CREs y las ganancias netas (después de deducir los costos anteriores)

Tomando en cuenta que la potencia de Honduras es 4,654Mw y que esto genera 32,615,232Mwh, se determina que el potencial de reducción total para el país es 9,034,419tCO_{2E}, esto si se toma como base que según RetScreen 1Mwh produce 0.277tCO_{2E}.

Con base en lo anterior se calculó los ingresos por venta de CREs según tres escenarios establecidos de la manera como sigue en los Cuadros 4. El precio medio es el precio promedio en el mercado actual. Para establecer escenarios distintos, se determinó utilizar una diferencia de seis dólares del precio establecido anteriormente, de tal manera que en el mejor escenario se aplica un precio de 20\$/tCO₂ y el peor escenario un precio de 8\$/tCO₂. De esta forma se definen los ingresos brutos por venta de CREs en \$/tCO_{2E}.

Los costos de transacción, como se había mencionado anteriormente, dependen del precio al que se venderá la tonelada de CO_{2E}, como se ilustra en la Figura 4. Esto a la vez se encuentra en función al costo inicial total promedio para la construcción de una hidroeléctrica el cual oscila entre \$1.2 y 1.4 millones. La tasa de producción de emisiones es 0.277 tCO_{2E}/Mwh.

Se presentan tres casos que se diferencian entre sí por el potencial que producen. Se estable el primer caso como 3Mwh puesto que es el mínimo manejado por las agencias internacionales que se encargan de transacciones CREs, luego el segundo caso tiene un potencial de 5Mw puesto que como se verá a continuación es el mínimo que logra tener rentabilidad apreciable para las hidroeléctricas de Honduras; y finalmente el último caso se establece con un potencial de 10Mw puesto que aún siendo una hidroeléctrica pequeña, se nota que comienza a ver ganancias apreciables. Es así que toda hidroeléctrica con un mayor potencial tendrá una mayor rentabilidad en el mercado de CREs.

Cuadro 4.1. Venta de CREs según escenario de precios con potencial 3Mw.

caso 1	Mw de potencial		Mw	3.00			
	Producción de electricidad (Mwh)		Mwh	22,338.00			
Precio	Precio CRE's (\$/tCO ₂)	Ganancias brutas (\$)	Costos por transacción (\$)	Ganancias netas (\$)	Ganancia neta por Mw	Ganancia neta CREs (\$/tCO ₂)	Porcentaje rentabilida (%)
Bajo	8.00	49,501	66,300	-16,798	-5,599.66	-2.71	-0.34
Medio	14.00	86,626	68,250	18,376	6,125.59	2.97	0.21
Alto	20.00	123,752	85,020	38,732	12,910.84	6.26	0.31

Fuente: Elaboración propia a partir de Belza y Gil 2005

En el Cuadro 4.1 se puede observar que la ganancia neta para un precio bajo no es rentable, aunque sí lo es a partir de un precio medio. Si bien la ganancia con un precio alto es ya alta (más de \$30,000), el total de ingreso no es todavía atractivo puesto que implica un riesgo todavía alto al requerir de un precio alto (20 \$/tCO₂).

Cuadro 4.2. Venta de CREs según escenario de precios con potencial 5Mw.

caso 2	Mw de potencial		Mw	5.00			
	Producción de electricidad (Mwh)		Mwh	37,230.00			
Precio	Precio CRE's (\$/tCO ₂)	Ganancias brutas (\$)	Costos por transacción (\$)	Ganancias netas (\$)	Ganancia neta por Mw	Ganancia neta CREs (\$/tCO ₂)	Porcentaje rentabilida (%)
Bajo	8.00	82,501	110,500	-27,998	-5,599.66	-2.71	-0.34
Medio	14.00	144,377	113,750	30,627	6,125.59	2.97	0.21
Alto	20.00	206,254	141,700	64,554	12,910.84	6.26	0.31

Fuente: Elaboración propia a partir de Belza y Gil 2005

Según el cuadro anterior (4.2 escenario con una potencia de 5Mw) las ganancias netas sí son atractivas para un precio medio puesto que supera un ingreso mínimo esperado de \$30

mil anuales. Sin embargo, en el siguiente cuadro (Cuadro 4.3), se puede observar que la rentabilidad mejora al doble de lo requerido (61,255 \$/tCO₂), definiendo que a partir de los 10Mw una hidroeléctrica es ya lo suficientemente interesante para la venta de CREs, pese a que es una hidroeléctrica todavía de pequeña escala. Esto nos permite afirmar que la mejor opción para la venta de CREs es a partir de una hidroeléctrica con una potencia de 10Mw, aunque el mínimo aceptado es a partir de una hidroeléctrica de 5Mw de potencia. Del mismo modo, se tiene que una hidroeléctrica con una potencia de 3Mw no es lo suficientemente grande como para que la ganancia sea interesante.

Cuadro 4.3. Venta de CREs según escenario de precios con potencial 10Mw.

caso 3	Mw de potencial		Mw	10.00			
	Producción de electricidad (Mwh)		Mwh	74,460.00			
Precio	Precio CRE's (\$/tCO ₂)	Ganancias brutas (\$)	Costos por transacción (\$)	Ganancias Netas (\$)	Ganancia neta por Mw	Ganancia neta CREs (\$/tCO ₂)	Porcentaje rentabilidad (%)
Bajo	8.00	165,003	221,000	-55,996	-5,599.66	-2.71	-0.34
Medio	14.00	288,755	227,500	61,255	6,125.59	2.97	0.21
Alto	20.00	412,508	283,400	129,108	12,910.84	6.26	0.31

Fuente: Elaboración propia a partir de Belza y Gil 2005

De manera general, se puede ver en los Cuadros 4 que la ganancia por los precios no aumenta linealmente a medida que aumenta la cantidad de megawatt de potencia. Si se observa sólo a los precios bajos (\$8 CREs), del primer al segundo caso la variación es 2.2 veces con la subida de 2Mw; en cambio, bajo el mismo precio la variación que hay del segundo al tercer caso es de 2.37, pese a que se aumentó a 10Mw de potencia. Esto se debe a que la cantidad de energía eléctrica producida no es proporcional al aumento de potencia.

Del mismo modo, es interesante observar las variaciones que hay al interior de cada caso con respecto al cambio entre precios. En el primer caso la variación es más grande que en el tercer caso. Esto demuestra que hay mayor estabilidad de ganancias a medida que la hidroeléctrica sea de mayor tamaño, es decir, la rentabilidad es más predecible a medida que se tiene una mayor potencia.

Según los tres cuadros presentados, se puede observar que si se analizan las diferencias entre ganancias netas y brutas a medida que aumenta el precio, se tiene que dichas diferencias aumentan. Esto se debe a que el costo de transacción cambia según el precio lo cual da un dinamismo distinto a los resultados. Esto es según lo presentado en la Figura 4.

Se establece, por tanto, que una hidroeléctrica de 3Mw no es lo suficientemente rentable para la venta de CREs en Honduras. Una hidroeléctrica comienza a resultar interesante a partir de tener un potencial de 5Mw. Este criterio se basa en la noción de que un crédito debe tener alrededor de una ganancia neta de más de \$30,000 anuales para ser considerado interesante.

Luego de analizar los tres casos, se puede establecer cuál es la mejor manera de agrupar los proyectos para realizar las ventas. Es decir, cómo organizar lo que se define como proyectos sombrilla. En el Anexo 2 se presentan las hidroeléctricas agrupadas de manera tal que tienen como mínimo una generación de 5Mw. La mayor parte de las hidroeléctricas en Honduras se encuentran por debajo de este límite, es así que se vio necesario agrupar a 26 hidroeléctricas para cumplir con el requerimiento.

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO APORTE DE LOS CRE'S A LA VIABILIDAD DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

En los Cuadros 5 se presentan los cálculos realizados para determinar la tasa interna de retorno (TIR) con la venta de CREs y sin ella para todas las agrupaciones de hidroeléctricas que se realizaron. La TIR es utilizada para la comparación de los casos y concluir de este modo la mejora en la rentabilidad del proyecto en cuestión. Los cálculos a detalle que se realizaron para calcular lo presentado en el Cuadro 5, se encuentra en el Anexo 12.

Se determinaron valores promedio para las variables. El valor utilizado para los cálculos de TIR es el monto neto de ganancias por CREs considerado según el precio determinado al momento como el promedio establecido en el mercado actual: 14 \$/tCO₂. Como se vio anteriormente, dicho valor varía según el tamaño de la hidroeléctrica en cuestión (véase Anexo 12 para ver cada valor utilizado para los cálculos). La vida útil promedio para todas las hidroeléctricas establecidas es 27.5 años; mas sin embargo, el proyecto establecido para la venta de CREs es para siete años ya que así lo constituye el Protocolo de Kyoto.

El monto inicial de inversión es de 1.3 millones \$/Mw, para este dato en especial se debe tener en cuenta que dicho monto sólo implica la inversión de construcción y no así inversiones previas al proyecto. Del mismo modo, se estableció un costo por mantenimiento de \$200,000 anuales y una depreciación calculada como la venta de parte de la inversión.

Se establece del mismo modo \$98.72 como precio de venta para megawatt por hora generado. Finalmente, por falta de información se consideró que todos los proyectos mayores a 15Mw son de embalse (con una producción de 0.5 como factor) y todos los menores a 15Mw de filo de agua (con una producción de 0.9 como factor).

Cuadro 5

Cuadro 5.1 Cálculo de TIR (14\$/tCO₂)

Hidro-elèctrica	TIR		Diferencia	Hidro-elèctrica	TIR		Diferencia
	con CREs	sin CREs			con CREs	sin CREs	
6 y 40	17,32%	17,28%	0,0004144	17	17,92%	17,88%	0,000412
8, 39 y 4	17,36%	17,32%	0,0004143	18	18,02%	17,98%	0,0004116
38, 5 y 7	17,31%	17,26%	0,0004145	19	18,12%	18,08%	0,0004112
37 y 9	17,31%	17,27%	0,0004145	20	18,17%	18,13%	0,000411
32, 3 y10	17,31%	17,27%	0,0004145	21	18,19%	18,15%	0,0004109
12,13,14, 1,33	17,83%	17,79%	0,0004124	22	18,20%	18,16%	0,0004109
15, 16, 2 y 11	17,42%	17,38%	0,000414	26	18,29%	18,25%	0,0004105
25 y 31	17,51%	17,47%	0,0004137	28	18,31%	18,27%	0,0004105
29 y 30	17,55%	17,51%	0,0004135	34	18,32%	18,28%	0,0004104
41	17,30%	17,26%	0,0004145	35	18,34%	18,30%	0,0004103
42	17,51%	17,47%	0,0004137	36	18,35%	18,31%	0,0004103
43	17,54%	17,50%	0,0004135	48	18,46%	18,42%	0,0004099
44	17,65%	17,61%	0,0004131	23	18,48%	18,44%	0,0004098
45	17,71%	17,67%	0,0004129	24	18,49%	18,45%	0,0004097
46	17,78%	17,74%	0,0004126	27	18,50%	18,46%	0,0004097
47	17,79%	17,75%	0,0004125				

Fuente: Elaboración propia a partir de SERNA, 2008.

Cuadro 5.2 Cálculo de TIR (20\$/tCO₂)

Hidro-elèctrica	TIR		Diferencia	Hidro-elèctrica	TIR		Diferencia
	con CREs	sin CREs			con CREs	sin CREs	
6 y 40	17,37%	17,28%	0,000874	17	17,96%	17,88%	0,000869
8, 39 y 4	17,41%	17,32%	0,000873	18	18,07%	17,98%	0,000868
38, 5 y 7	17,35%	17,26%	0,000874	19	18,17%	18,08%	0,000867
37 y 9	17,36%	17,27%	0,000874	20	18,21%	18,13%	0,000867
32, 3 y10	17,36%	17,27%	0,000874	21	18,24%	18,15%	0,000866
12,13,14, 1,33	17,88%	17,79%	0,000869	22	18,25%	18,16%	0,000866
15, 16, 2 y 11	17,46%	17,38%	0,000873	26	18,34%	18,25%	0,000866
25 y 31	17,55%	17,47%	0,000872	28	18,35%	18,27%	0,000865
29 y 30	17,59%	17,51%	0,000872	34	18,37%	18,28%	0,000865
41	17,35%	17,26%	0,000874	35	18,39%	18,30%	0,000865
42	17,55%	17,47%	0,000872	36	18,40%	18,31%	0,000865
43	17,59%	17,50%	0,000872	48	18,51%	18,42%	0,000864
44	17,70%	17,61%	0,000871	23	18,53%	18,44%	0,000864
45	17,76%	17,67%	0,000870	24	18,54%	18,45%	0,000864
46	17,83%	17,74%	0,000870	27	18,55%	18,46%	0,000864
47	17,84%	17,75%	0,000870				

Fuente: Elaboración propia a partir de SERNA, 2008.

Como se puede ver en los Cuadros 5, la venta de CREs aumenta la rentabilidad de la agrupación o de la hidroeléctrica. Sin embargo, esta mejora es sólo del 0.04% en la TIR entre los proyectos con y sin venta de créditos con un precio de 14\$/tCO_{2E}. Del mismo modo, con un precio alto de 20\$/tCO_{2E}, el resultado es que la diferencia en promedio de la TIR es de 0.08%. Por otro lado, se puede ver que la rentabilidad mejora a medida que el tamaño del proyecto es más grande, esto se debe a que los costos de transacción se diluyen entre la mayor cantidad de créditos vendidos y por tanto se hacen más rentables.

4 CONCLUSIONES

- La diferencia de las TIR con y sin CREs con un precio de \$14 por CREs es 0.04% en promedio. Del mismo modo, la diferencia de la TIR con y sin CREs con un precio de \$20 por CREs es 0.08% en promedio.
- La cantidad de dióxido de carbono que el país puede reducir al aprovechar su potencia hidroeléctrica instalada de 1,034Mw, con una generación en total de 8,152,056Mwh es de: 2,257,517tCO_{2E}, lo cual equivale a 918 mil millones de litros de gasolina no consumidos. En caso de que Honduras lograra habilitar estos 8,152,056Mwh, el país se ahorraría en combustible \$719,834,931 con base en la consideración de un precio por combustible, de 88,301\$/Gwh.
- En los tres escenarios presentados con las tres tendencias por las que el país podría decidir dirigirse, se tiene que de todas maneras Honduras tiene un mercado seguro para la venta de CREs a corto y mediano plazo. Si el crecimiento actual de las hidroeléctricas se mantiene en el futuro, Honduras tendrá que pagar más de \$446 mil millones en combustible para plantas térmicas en el 2012.
- Se determina que para Honduras la potencia mínima que logra una rentabilidad aceptable por venta de CREs, según los ingresos obtenidos con base al precio, son aquellas que tienen 5Mw o más y no a partir de 3Mw; como se tiene definido por parte de las agencias de venta de bonos en el medio internacional.

5 RECOMENDACIONES

- Todo proyecto hidroeléctrico debe optar por la venta de CREs como parte de sus ingresos, mas sin embargo como éstos no tienen un impacto muy significativo, se debe buscar otras maneras de apoyo financiero para hacer que el proyecto sea más factible. Los inversionistas interesados en los proyectos hidroeléctricos futuros deben exigir que el precio del kilowatt hora generado por recursos renovables sea igual al precio vendido por las termoeléctricas.
- Futuros proyectos hidroeléctricos deben exigir facilidades económicas al gobierno concerniente como ser facilidades en pago de impuestos, préstamos a mayores plazos e intereses más bajos.
- Se debe hacer conocer de manera pública el efecto positivo ambiental y económico de las hidroeléctricas para el país en general. El dinero obtenido por la venta de CREs debería ser dirigido al desarrollo comunitario establecido cerca de los proyectos. Honduras debe ingresar al mercado de venta de CREs en el menor tiempo posible y con mayor seguridad en la negociación, para así ampliar sus relaciones y crear mejores posibilidades de competencia en el medio internacional.
- Honduras debe hacer lo posible, tanto en el contexto político interno como en el internacional, por aumentar sus fuentes de energía renovable en el corto y mediano plazo. El gobierno debe apoyar a las hidroeléctricas con un potencial menor a 5Mw para que éstas puedan agruparse en la venta de CREs. Se debe crear un sistema que permita compartir los costos de transacción para la venta de CREs.

6 BIBIOGRAFÍA

Banco Mundial, EEUU. 2007. Honduras: temas y opciones del sector energía. Informe Final del 10 de Julio.

Belza, J y Gil,V. 2005. Costos de transacción, Cap. 6. Mecanismo flexible del Protocolo de Kyoto. CIER y UNESTA.

Brahic, C. 2007. China's emissions may surpass the US in 2007 (en línea). NewScientist.com News Service. Consultado 20 may. 2008. Disponible en www.newscientist.com

Caprile, A. 2006. Capacitación MDL SERNA / DGE IT. Power – SDA. Tegucigalpa HN. Contacto: acaprile@sd-advisors.com.ar

Contreras. 2008. Sobre hidroeléctricas en Honduras y su aporte al efecto de energía en el contexto mundial. EAP El Zamorano. HN.

ENEE. 2005. Generación eléctrica. Reporte oficial de ENEE (en línea). HN. Consultado 20 jun. 2008. Disponible en <http://www.enee.hn>

ENEE. 2007. Generación eléctrica. Reporte oficial de ENEE. HN. Consultado 24 jun. 2008. Disponible en <http://www.enee.hn>

ENEE. 2008. Empresa Nacional Energía Eléctrica. Página web. HN. Consultado 13 jun. 2008. Disponible en <http://www.enee.hn>

FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Italia). 2008. Lagos y embalses para perfiles hídricos del país.

GGEBC (Greenhouse Gas Emissions By Country). 2007. Table for countries (en línea). Consultado 23 may. 2008. Diponible en <http://www.carbonplanet.com/>

Gonzáles, M. 2005. Alianza en energía y ambiente con Centro América. Agua y energía: perspectivas, barreras y retos. CCAD San Pedro Sula, HN.

Gutiérrez, V. 2008. La experiencia de Honduras y oportunidades en el subsector de la energía. Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente. Secretario de Recursos Naturales y Energía. Tegucigalpa, HN.

Honduras en Cifras. 2007. Documento oficial del Banco Central de Honduras.

McCarl, B. 2008. Future price for carbon sequestration. Texas A&M University. EEUU.

Mizuno, Y. 2008. Thinking global affairs. IGES (Institute for Global Environmental Strategies) (en línea). Consultado 25 jun. 2008. Disponible en <http://unfccc.int/>

Pachauri, R. 2007. Acceptance speech for the Nobel Peace Prize Awarded to the IPCC delivered. Estocolmo, SWE.

Pachauri, R. 2008. Speech of the IPCC chairman, at the World Economic Forum in Davos - Opening Session. Davos, SWZ.

Pinto, X. 2008. Sobre CREs en Honduras. AHPPER (Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable). Tegucigalpa, HN.

Quiroz, C. 2008. Determinación de costos para hidroeléctricas. Experiencia personal. Zamorano EAP, HN.

SERNA. 2005. Elementos de energía y planificación ambiental en Honduras. ETSAP Annex IX Technical Conference. Taipei 4 – 7 Abril, 2005.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2008. The Mechanisms under the Kyoto Protocol: Emissions Trading, the Clean Development Mechanism and Joint Implementation (en línea). Consultado: 25 jun. 2008. Disponible en: http://unfccc.int/kyoto_protocol

Valerio, 2008. Problemática energética: potencial de las energía renovables, cambio climático. Foro: generación de energía eléctrica para sistemas aislados por medio de micro hidroeléctricas. SERNA. Tegucigalpa, HN.

Watson, R. 1999. Report to the fifth conference of the parties of the UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). Estocolmo, SWE.

Zelaya, S. 2008. Experiencia en el MDL: oficina de Mecanismo de Desarrollo Limpio de Honduras. Tegucigalpa, HN.

7 ANEXOS

Anexo 1. Secuestro de carbono

Según Dr. McCarl, B. 2008.

El principal componente de la estructura física de una planta es el carbono (C), es de esta manera que a medida que una planta crece ésta necesita almacenar más moléculas de carbono en su cuerpo. Esta necesidad de obtener C se da por medio de la fotosíntesis, ya que una planta obtiene dióxido de carbono (CO_2) del aire y expulsa oxígeno (O_2), almacenando así el C de la molécula. Puesto que hoy en día el principal contaminante en la atmósfera es el CO_2 , se vio conveniente utilizar el principio expuesto anteriormente para “sacar” CO_2 o “secuestrar” CO_2 de la atmósfera incentivando la producción de plantas capaces de tomar la mayor cantidad de C posible.

El mercado del secuestro de carbono que se ha generado en nuestros días es una aplicación de este incentivo por el cual se paga una tarifa o un “crédito” a aquellas personas que se dedican a secuestrar carbono. Este crédito se mide por la cantidad de toneladas que una hectárea es capaz de secuestrar en un año. El crédito tiene un valor que le otorga el mercado y así los productores de árboles obtienen beneficios económicos... lo cual hace que haya una mayor cantidad de gente dedicada a estar dispuesta a secuestrar carbono. Se espera que esta particular idea tenga frutos a largo plazo de manera tal que se llegue a tener un mayor control sobre el efecto invernadero que produce el actual calentamiento global.

Anexo 2. Hidroeléctricas prontas a ser construidas en Honduras

Hidroeléctricas prontas a ser construidas en Honduras

	Potencia Instalada en Mw		Potencia Instalada en Mw
hidroeléctrica 1	0.1	hidroeléctrica 25	2.5
hidroeléctrica 2	0.12	hidroeléctrica 26	26
hidroeléctrica 3	0.257	hidroeléctrica 27	270
hidroeléctrica 4	0.3	hidroeléctrica 28	28
hidroeléctrica 5	0.335	hidroeléctrica 29	3
hidroeléctrica 6	0.45	hidroeléctrica 30	3.24
hidroeléctrica 7	0.49	hidroeléctrica 31	3.5
hidroeléctrica 8	0.57	hidroeléctrica 32	3.7
hidroeléctrica 9	1.043	hidroeléctrica 33	3.8
hidroeléctrica 10	1.1	hidroeléctrica 34	30
hidroeléctrica 11	1.2	hidroeléctrica 35	33
hidroeléctrica 12	1.4	hidroeléctrica 36	35
hidroeléctrica 13	1.5	hidroeléctrica 37	4
hidroeléctrica 14	10	hidroeléctrica 38	4.2
hidroeléctrica 15	12	hidroeléctrica 39	4.4
hidroeléctrica 16	15	hidroeléctrica 40	4.65
hidroeléctrica 17	150	hidroeléctrica 41	5
hidroeléctrica 18	17	hidroeléctrica 42	6
hidroeléctrica 19	172.8	hidroeléctrica 43	6.2
hidroeléctrica 20	18.1	hidroeléctrica 44	7
hidroeléctrica 21	18.6	hidroeléctrica 45	7.5
hidroeléctrica 22	2	hidroeléctrica 46	8.169
hidroeléctrica 23	2	hidroeléctrica 47	8.3
hidroeléctrica 24	2.2	hidroeléctrica 48	98

TOTAL cuadro	1033.7
---------------------	---------------

Fuente: SERNA (2005)

Anexo 3. Proyectos construidos

Nombre	Ubicación	Potencia	Información Adicional	Reducción	Producción de	Ingreso de	Ingreso por	Inversión por	Inversión por	(*)
		Instalada		s de	los CER's	cada CRE's	transacción para plantas hidroeléctricas en	transacción para plantas hidroeléctricas con venta CRE's		
		en Mw		CO2e/año	CO2e año/Mw	\$	\$/CO2e/año	\$		
Hidroyojoa				1,069.00		4,119.07	3.85			
Babilonia (micro hidroeléctrica)	Río Babilonia. Gualaco, Olancho. 240 km noreste de Tegucigalpa.	4.4			0.00			5,720,000.00	5,720,000.00	
Cececapa I	Ilama, Santa Bárbara.	2.5	De la empresa Congelsa y Focer (Del Pnud/GEF)	1,877.00	750.80	7,232.46	3.85	3,250,000.00	3,242,767.54	
Coronado	Olancho	3	Aguas debajo de Babilonia.		0.00			3,900,000.00	3,900,000.00	
Cortecito y San Carlos	Cuyamelito	5.5	Coordinado al proyecto de San Carlos.	37,466.00	6,812.00	417,895.76	11.15	7,150,000.00	6,732,104.24	
Cuyamapa	Río Cuyamapa, Yoro	10.5	Aguas debajo de la Hidroeléctrica El Cajón ubicada sobre el cause del Río Comayagua.	35,660.00	3,396.19	236,982.10	6.65	13,650,000.00	13,413,017.90	
Cuyamel	Olancho	7.8	Ubicada en una zona de relevancia biológica y de Parques Nacionales.	25,353.00	3,250.38	-		10,140,000.00		
La Boquita										
Esperanza	Intibuca. A 4 km de la Cd. de Esperanza.	13.6	(1ª fase de 1.6mw y 2ª fase de ampliación de 12 mw). Ejecutada por Consorcio de inversiones, S.A. (CISA)	37,032.00	2,722.94	259,964.64	7.02	17,680,000.00	17,420,035.36	
La Gloria	Río Bejucal, Departamento de Colón.	4.7		20,464.00	4,354.04	135,995.56	6.65	6,110,000.00	5,974,004.44	
Las Nieves	Ilama	0.5	Es un micro proyecto anexo al mini proyecto Cecepcapa.		0.00			650,000.00	650,000.00	
Río Blanco	Río Blanco, Santa Bárbara.	4.5		17,800.00	3,955.56	68,586.96	3.85	5,850,000.00	5,781,413.04	
Zacapa				915.00		3,525.68	3.85			
TOTAL cuadro		57		177,636.00	3,116.42	1,134,302.23	6.39			
Promedio					2,524.19		5.86	7,410,000.00		

Hidroeléctrica Babilonia: Adjudicada a la empresa Energisa, acusada de falsificar documentación para obtener la licencia correspondiente. El proyecto cubre parte del Parque Nacional Sierra de Asalta, y destruiría más de 1,700 mini-cascadas. Los costos sociales implicados son mayores ya que la tierra que se inundaría desalojaría principalmente a comunidades indígenas y campesinas. El asunto se vincula al asesinato del activista Carlos Roberto Flores, opositor a la construcción de la hidroeléctrica y quien fuese atacado por personal de la Empresa. En julio de 2001 una manifestación de más de 1,500 personas en contra de Babilonia fue reprimida por la policía capitalina.

Fuente: ENEE, 2008

Anexo 4. Apuntes hidroeléctricas

Caso Hidroeléctrica Río Blanco

- La duración del proyecto es de 15 años.
- La capacidad nominal es 5000.00Kw.
- La línea de transmisión es de 1.5 kilómetros.
- La producción anual de energía será de 22000.00 Kwh/ año lo cual es equivalente a evitar 7800.00 toneladas anuales de CO₂.
- No es necesario el desplazamiento de habitantes.
- La construcción (net head) será de 125.5m.
- Tiene una vida útil de 50 años, lo cual es equivalente a 881100 toneladas de CO_{2E}.
- Barreras para la implementación de hidroeléctricas en honduras: página 9 y 10 del papel de Río Blanco.
- El beneficio de los ingresos netos por la venta de créditos de \$48 750 entre los años 2006 y 2010 y de 51 000 para los años de 2011 a 2012 será de \$ 225 000 con un valor de descuento del 12% y un incremento de rentabilidad del Proyecto Hidroeléctrica de Río Blanco de 1.03%.
- Los ingresos de los CREs son calculados por la multiplicación del monto total de toneladas de CO₂ con el precio actual dado por la reducción de CO₂, dando como resultado el monto total de ingreso. El incremento de rentabilidad podría ser mayor basado en el monto total generado de 32GWh si el ingreso fuese de al menos \$20 000 más.
- Para el proyecto Hidroeléctrico de Río Blanco se utilizo un coeficiente de emisión de 0.8 (>200Kw). Considerando una generación de 22.25 GWh anuales, será evitado el monto de 17,800 toneladas de CO_{2E}/año.

Formula para calcular cantidad de CO₂ reducido = $(0.8 * \text{Kwh/año}) / 1000$

*Sacada del apéndice B de M&P para proyectos de pequeña escala del MDL

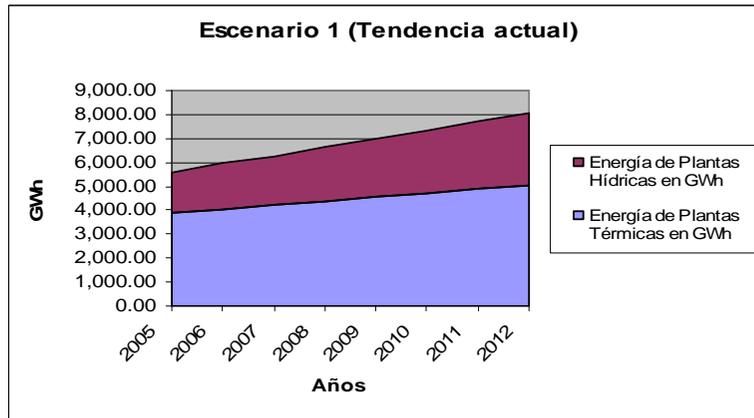
Fuente: UNFCC. 2008

Anexo 5. Detalle de escenarios estudiados

Escenario 1 (Si la situación sigue la tendencia actual)

año	Energía de Plantas Térmicas en GWh	%	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 1	Energía de Plantas Hídricas en GWh	%	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 1*	Energía Total en Honduras GWh	% de crecimiento energético Total según año previo	Monto total de Inversión por año según escenario 1
2005	3,905.50	70	193,055,043.53	1,645.50	30	99,388,200.00	5,551.00		292,443,243.53
2006	4,020.70	67	308,630,893.89	1,938.30	33	117,073,320.00	5,959.00	7	425,704,213.89
2007	4,239.30	68	374,337,122.98	2,021.70	32	151,627,500.00	6,261.00	5	525,964,622.98
2008	4,388.97	66	387,552,934.41	2,244.70	34	179,576,000.00	6,633.67	6	567,128,934.41
2009	4,555.87	65	402,290,477.36	2,432.80	35	194,624,000.00	6,988.67	5	596,914,477.36
2010	4,722.77	63	417,028,020.31	2,620.90	37	209,672,000.00	7,343.67	5	626,700,020.31
2011	4,889.67	62	431,765,563.26	2,809.00	38	224,720,000.00	7,698.67	5	656,485,563.26
2012	5,056.57	61	446,503,106.21	2,997.10	39	239,768,000.00	8,053.67	5	686,271,106.21

* El monto calculado como costo de Hidroeléctricas refiere exclusivamente a construcción

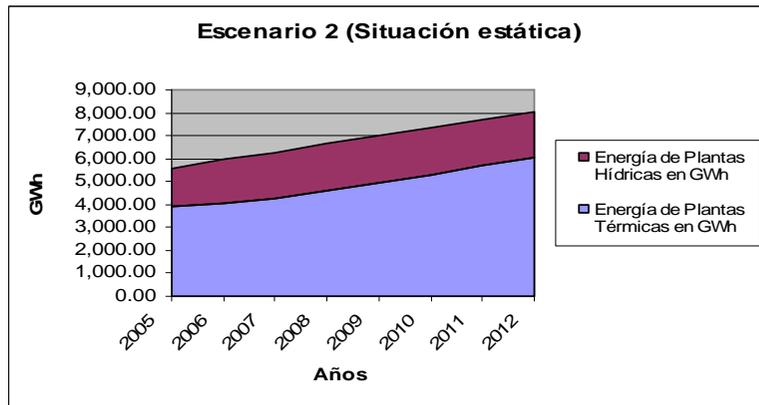


Fuente: Honduras en Cifras, 2007

Escenario 2 (Si la situación se queda estática)

año	Energía de Plantas Térmicas en GWh	%	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 2	Energía de Plantas Hídricas en GWh	%	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 2*	Energía Total en Honduras GWh	% de crecimiento energético Total según año previo	Monto total de Inversión por año según escenario 2
2005	3,905.50	70	193,055,043.53	1,645.50	30	99,388,200.00	5,551.00		292,443,243.53
2006	4,020.70	67	308,630,893.89	1,938.30	33	117,073,320.00	5,959.00	7	425,704,213.89
2007	4,239.30	68	374,337,122.98	2,021.70	32	151,627,500.00	6,261.00	5	525,964,622.98
2008	4,611.97	68	407,244,199.11	2,021.70	30	161,736,000.00	6,633.67	6	568,980,199.11
2009	4,966.97	68	438,591,279.68	2,021.70	29	161,736,000.00	6,988.67	5	600,327,279.68
2010	5,321.97	68	469,938,360.25	2,021.70	28	161,736,000.00	7,343.67	5	631,674,360.25
2011	5,676.97	68	501,285,440.82	2,021.70	26	161,736,000.00	7,698.67	5	663,021,440.82
2012	6,031.97	68	532,632,521.39	2,021.70	25	161,736,000.00	8,053.67	5	694,368,521.39

* El monto calculado como costo de Hidroeléctricas refiere exclusivamente a construcción

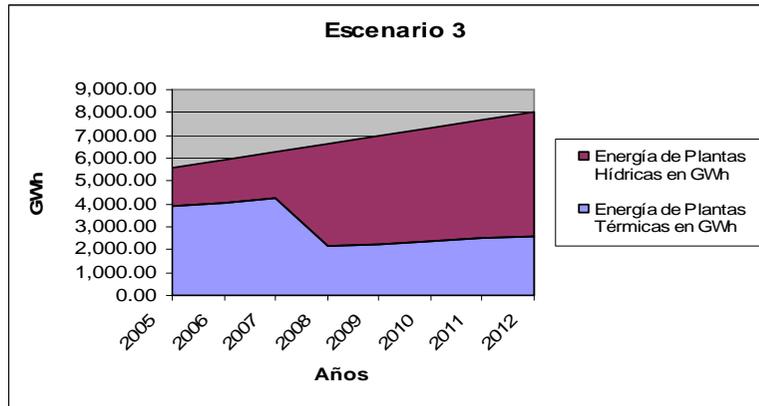


Fuente: Honduras en Cifras, 2007

Escenario 3 (Si la situación actual se invierte)

año	Energía de Plantas Térmicas en GWh	%	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 3	Energía de Plantas Hídricas en GWh	%	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 3 *	Energía Total en Honduras GWh	% de crecimiento energético Total según año previo	Monto total de Inversión por año según escenario 3
2005	3,905.50	70	193,055,043.53	1,645.50	30	99,388,200.00	5,551.00		292,443,243.53
2006	4,020.70	67	308,630,893.89	1,938.30	33	117,073,320.00	5,959.00	7	425,704,213.89
2007	4,239.30	68	374,337,122.98	2,021.70	32	151,627,500.00	6,261.00	5	525,964,622.98
2008	2,142.04	32	189,145,232.59	4,491.63	68	359,330,498.00	6,633.67	6	548,475,730.60
2009	2,256.67	32	199,267,320.57	4,732.00	68	378,560,033.22	6,988.67	5	577,827,353.79
2010	2,371.30	32	209,389,408.54	4,972.37	68	397,789,568.44	7,343.67	5	607,178,976.98
2011	2,485.93	32	219,511,496.51	5,212.74	68	417,019,103.66	7,698.67	5	636,530,600.17
2012	2,600.56	32	229,633,584.48	5,453.11	68	436,248,638.88	8,053.67	5	665,882,223.35

* El monto calculado como costo de Hidroeléctricas refiere exclusivamente a construcción



Fuente: Honduras en Cifras, 2007

Anexo 6. Montos totales de inversión

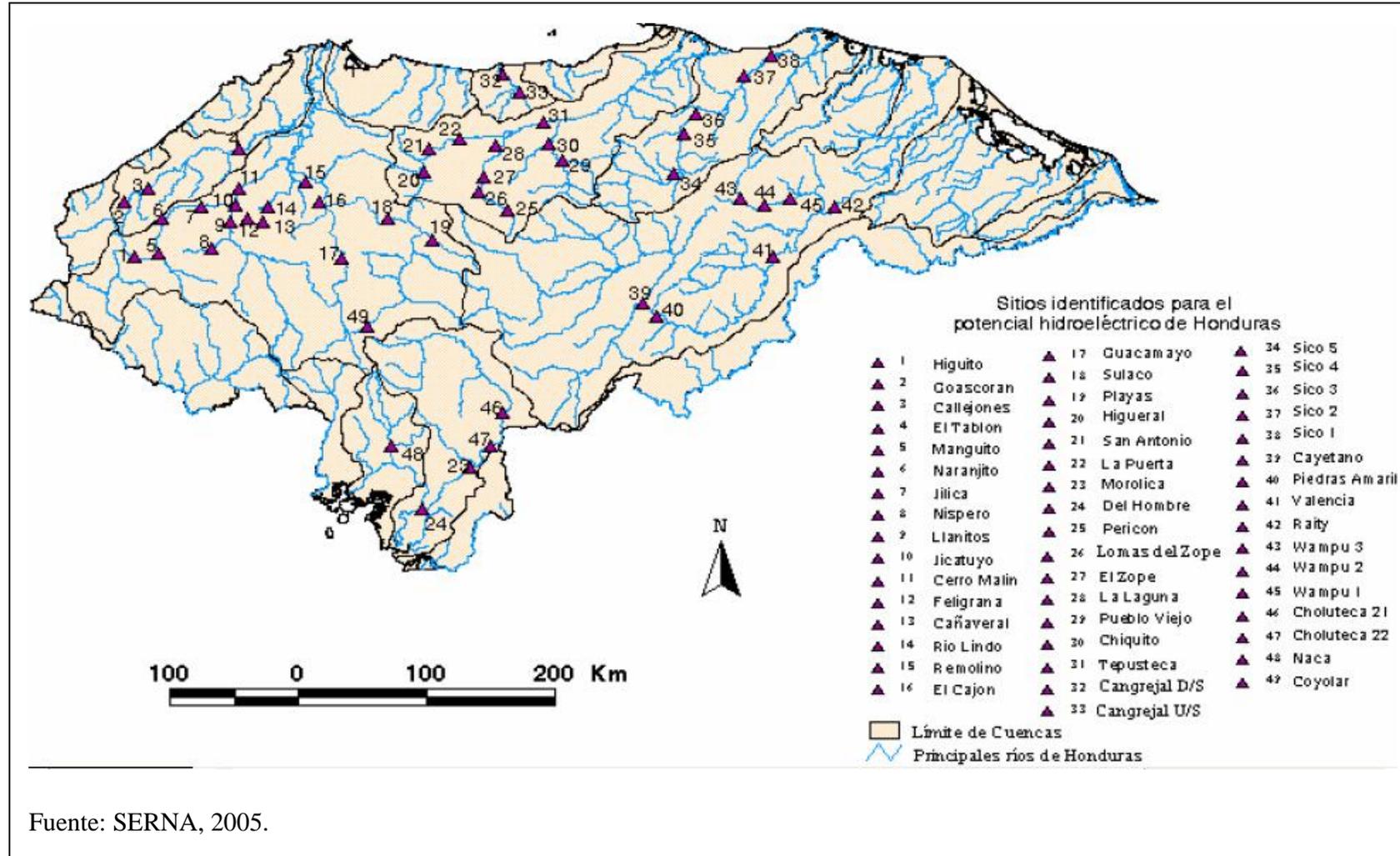
Unidades en miles de millones de dólares

Comparación de Estimaciones de Montos Totales de Inversión			
<i>año</i>	Monto total de Inversión por año según escenario 1	Monto total de Inversión por año según escenario 2	Monto total de Inversión por año según escenario 3
2005	292.44	292.44	292.44
2006	425.70	425.70	425.70
2007	525.96	525.96	525.96
2008	567.13	568.98	548.47
2009	596.91	600.33	577.82
2010	626.70	631.67	607.18
2011	656.48	663.02	636.53
2012	686.27	694.37	665.88

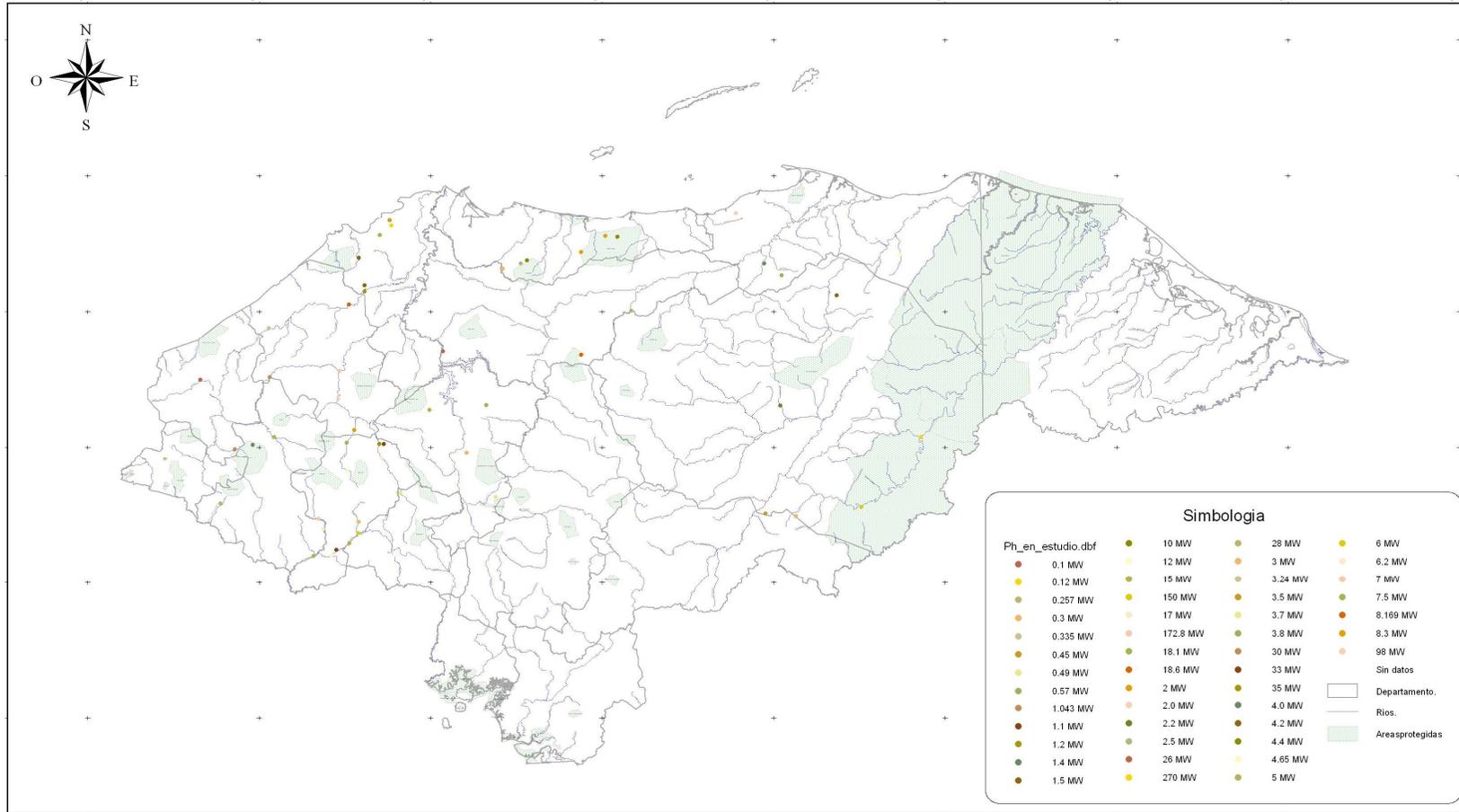
Fuente: Elaboración propia a partir de Gutiérrez, 2008; Honduras en Cifras 2007 y Comisión de Energía de California.

Como se puede apreciar, el escenario en el que existe una mayor inversión es en el segundo. Como se había explicado anteriormente, esto se debe a que la inversión térmica es más cara que la hídrica.

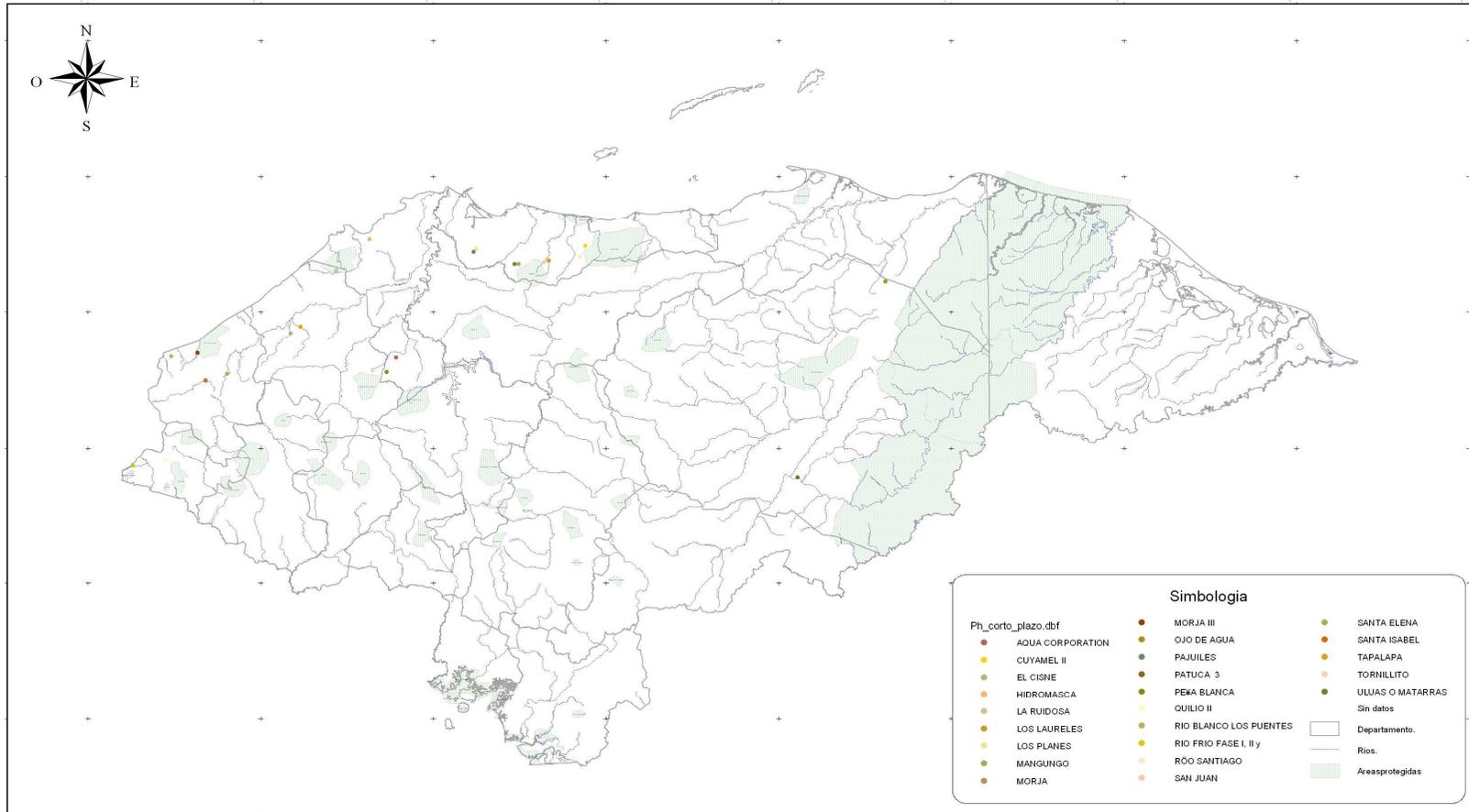
Anexo 7. Mapa del potencial hidroeléctrico de Honduras

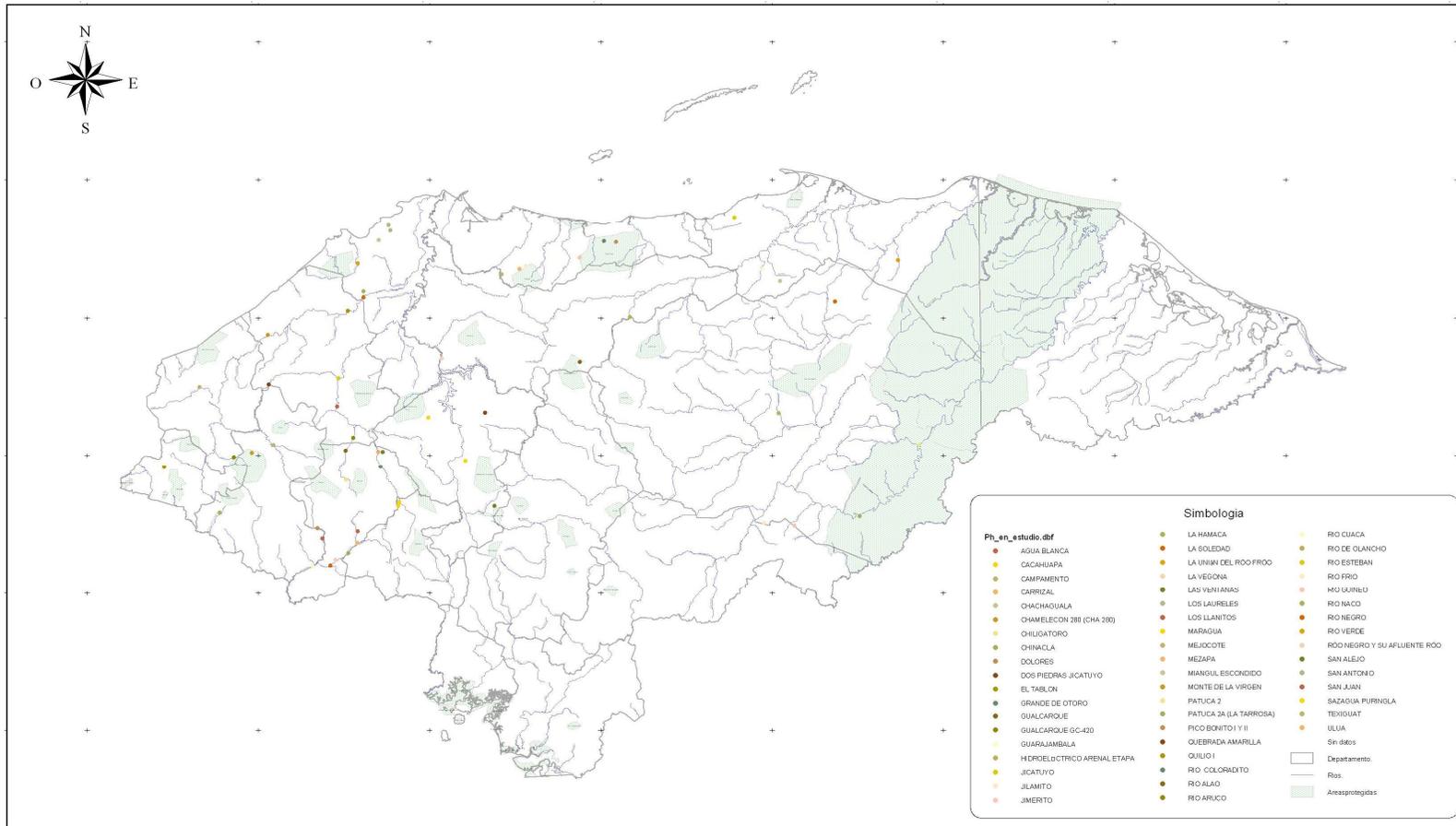


Anexo 8. Mapas de potencia, proyectos a costo plazo y proyectos en estudio



<p>SECRETARIA DE RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE Sistema Nacional de Informacion Ambiental</p>	<p>DESCRIPTORES CARTOGRAFICOS</p> <p>1-Proyeccion : UTM 2- Esferoide :Clare 1886 3-Datum: NAD 27 4- Unidad de Mapeo : mts 5- Unidad de Medicion :Kms</p>	<p>Conformacion Digital</p> <p>1-Formato de Cobertura :Shape 2-Tabla de Atributos: DBF 3-Topologia : Poligono 4-Convertibilidad : ArcInfo, AutoCad 5-Tolerancia Dangle : 1.0 mts 6-Tolerancia Puzzy : 1.0 mts</p>	<p>Fuente Original</p> <p>SINIA - SERNA</p> <p>Fuente Digital</p> <p>SINIA - DGE</p>	<p>Escala Original</p> <p>1:500,000</p> <p>Derechos Reservados</p> <p>Agosto - 2007</p>
	<p>POTENCIA MW</p>			





Anexo 9. Costos de transacción

Pagos por adelantado	mínimo		máximo	
	monto	%	monto	%
Diseño conceptual y actividad (línea base, plan de vigilancia, etc.)	20,000	34	60,000	27
Elaboración DDP y aprobación país	5,000	9	40,000	18
Validación	15,000	26	40,000	18
Registro	5,000	9	30,000	13
Honorarios legales	10,000	17	40,000	18
Durante la vida del proyecto		0		0
Vigilancia, verificación, certificación	3,000	5	15,000	7
Total	58,000.00		225,000.00	

Fuente: UNFCC. 2008

Anexo 10. Cálculo de \$/Gwh que generan plantas térmicas en Honduras

(*) texto en negrilla refiere a datos comprobados

Cálculo de \$/Gwh que generan plantas térmicas en Honduras					
año	barriles de fuel oil según escenario 1	precio en \$/barril de fuel oil	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 1	Generación de energía en GWh para plantas térmicas según escenario 1	Costo Total en \$/ GWh para plantas térmicas según escenario 1
2005	<i>5,322,661.00</i>	<i>36.27</i>	<i>193,055,043.53</i>	<i>3,905.50</i>	<i>49,431.58</i>
2006	<i>6,777,094.00</i>	<i>45.54</i>	<i>308,630,893.89</i>	<i>4,020.70</i>	<i>76,760.49</i>
2007	<i>7,052,200.00</i>	<i>53.08</i>	<i>374,337,122.98</i>	<i>4,239.30</i>	<i>88,301.64</i>
2008	7,301,174.89	53.08	387,552,934.41	4,388.97	88,301.64
2009	7,578,817.94	53.08	402,290,477.36	4,555.87	88,301.64
2010	7,856,460.99	53.08	417,028,020.31	4,722.77	88,301.64
2011	8,134,104.04	53.08	431,765,563.26	4,889.67	88,301.64
2012	8,411,747.09	53.08	446,503,106.21	5,056.57	88,301.64
año	barriles de fuel oil según escenario 2	precio en \$/barril de fuel oil	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 2	Generación de energía en GWh para plantas térmicas según escenario 2	Costo Total en \$/ GWh para plantas térmicas según escenario 2
2005	<i>5,322,661.00</i>	<i>36.27</i>	<i>193,055,043.53</i>	<i>3,905.50</i>	<i>49,431.58</i>
2006	<i>6,777,094.00</i>	<i>45.54</i>	<i>308,630,893.89</i>	<i>4,020.70</i>	<i>76,760.49</i>
2007	<i>7,052,200.00</i>	<i>53.08</i>	<i>374,337,122.98</i>	<i>4,239.30</i>	<i>88,301.64</i>
2008	7,672,141.94	53.08	407,244,199.11	4,611.97	88,301.64
2009	8,262,694.86	53.08	438,591,279.68	4,966.97	88,301.64
2010	8,853,247.78	53.08	469,938,360.25	5,321.97	88,301.64
2011	9,443,800.70	53.08	501,285,440.82	5,676.97	88,301.64
2012	10,034,353.6	53.08	532,632,521.39	6,031.97	88,301.64
año	barriles de fuel oil según escenario 3	precio en \$/barril de fuel oil	Inversión anual en \$ de fuel oil para plantas térmicas según escenario 3	Generación de energía en GWh para plantas térmicas según escenario 3	Costo Total en \$/ GWh para plantas térmicas según escenario 3
2005	<i>5,322,661.00</i>	<i>36.27</i>	<i>193,055,043.53</i>	<i>3,905.50</i>	<i>49,431.58</i>
2006	<i>6,777,094.00</i>	<i>45.54</i>	<i>308,630,893.89</i>	<i>4,020.70</i>	<i>76,760.49</i>
2007	<i>7,052,200.00</i>	<i>53.08</i>	<i>374,337,122.98</i>	<i>4,239.30</i>	<i>88,301.64</i>
2008	3,563,338.84	53.08	189,145,232.59	2,142.04	88,301.64
2009	3,754,030.56	53.08	199,267,320.57	2,256.67	88,301.64
2010	3,944,722.27	53.08	209,389,408.54	2,371.30	88,301.64
2011	4,135,413.99	53.08	219,511,496.51	2,485.93	88,301.64
2012	4,326,105.71	53.08	229,633,584.48	2,600.56	88,301.64

Fuente: Elaboración propia a partir de ENEE, 2007; Honduras en Cifras 2007

Anexo 11. Costo total para generación de energía hídrica

(*) **Texto en negrilla refiere a datos comprobados****Costo Total para la Generación de Energía Hídrica**

	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 1	Generación de energía en GWh para plantas hídricas según escenario 1	Costo Total \$/GWh para energía Hídrica según escenario 1
2005	99,388,200.00	1,645.50	60,400.00
2006	117,073,320.00	1,938.30	60,400.00
2007	151,627,500.00	2,021.70	75,000.00
2008	179,576,000.00	2,244.70	80,000.00
2009	194,624,000.00	2,432.80	80,000.00
2010	209,672,000.00	2,620.90	80,000.00
2011	224,720,000.00	2,809.00	80,000.00
2012	239,768,000.00	2,997.10	80,000.00

	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 2	Generación de energía en GWh para plantas hídricas según escenario 2	Costo Total \$/GWh para energía Hídrica según escenario 2
2005	99,388,200.00	1,645.50	60,400.00
2006	117,073,320.00	1,938.30	60,400.00
2007	151,627,500.00	2,021.70	75,000.00
2008	161,736,000.00	2,021.70	80,000.00
2009	161,736,000.00	2,021.70	80,000.00
2010	161,736,000.00	2,021.70	80,000.00
2011	161,736,000.00	2,021.70	80,000.00
2012	161,736,000.00	2,021.70	80,000.00

	Inversión anual en \$ para hidroeléctricas según escenario 3	Generación de energía en GWh para plantas hídricas según escenario 3	Costo Total \$/GWh para energía Hídrica según escenario 3
2005	99,388,200.00	1,645.50	60,400.00
2006	117,073,320.00	1,938.30	60,400.00
2007	151,627,500.00	2,021.70	75,000.00
2008	359,330,498.00	4,491.63	80,000.00
2009	378,560,033.22	4,732.00	80,000.00
2010	397,789,568.44	4,972.37	80,000.00
2011	417,019,103.66	5,212.74	80,000.00
2012	436,248,638.88	5,453.11	80,000.00

Fuente: Elaboración propia a partir de Gutiérrez, 2008; Honduras en Cifras 2007 y Comisión de Energía de California

Anexo 12. Flujo de hidroeléctricas estudiadas

Inversión/Mw	\$ 2,000,000.00			
Ingresos Ventas/Mw	\$ 88.00			
Ingresos CREs/Mw	\$ 6.26			
Ton CO₂/Mw	0.277			
Hidroeléctrica	Potencia Instalada (Mw)	Produccion Energia Filo de Agua (Mwh año)	Ingresos por ventas de energia (\$)	Ingresos neto ventas de CREs (\$)
6 y 40	5.10	40,208.40	3,538,339.20	33,079.05
8, 39 y 4	5.27	41,548.68	3,656,283.84	34,181.68
38, 5 y 7	5.03	39,617.10	3,486,304.80	32,592.59
37 y 9	5.04	39,759.01	3,498,793.06	32,709.34
32, 3 y10	5.06	39,869.39	3,508,506.14	32,800.15
12, 13,14, 1 y 33	8.80	69,379.20	6,105,369.60	57,077.57
15, 16, 2 y 11	5.52	43,519.68	3,829,731.84	35,803.21
25 y 31	6.00	47,304.00	4,162,752.00	38,916.53
29 y 30	6.24	49,196.16	4,329,262.08	40,473.19
hidroeléctrica 41	5.00	39,420.00	3,468,960.00	32,430.44
hidroeléctrica 42	6.00	47,304.00	4,162,752.00	38,916.53
hidroeléctrica 43	6.20	48,880.80	4,301,510.40	40,213.75
hidroeléctrica 44	7.00	55,188.00	4,856,544.00	45,402.62
hidroeléctrica 45	7.50	59,130.00	5,203,440.00	48,645.66
hidroeléctrica 46	8.17	64,404.40	5,667,586.85	52,984.85
hidroeléctrica 47	8.30	65,437.20	5,758,473.60	53,834.53
hidroeléctrica 17	10.00	78,840.00	6,937,920.00	64,860.88
hidroeléctrica 18	12.00	92,560.00	8,125,280.00	76,240.59
hidroeléctrica 19	15.00	112,700.00	9,918,000.00	93,050.73
hidroeléctrica 20	17.00	124,460.00	10,952,480.00	102,257.50
hidroeléctrica 21	18.10	132,278.00	11,776,464.00	109,221.22
hidroeléctrica 22	18.60	134,468.00	11,919,184.00	111,022.91
hidroeléctrica 26	26.00	193,880.00	17,021,440.00	159,687.94
hidroeléctrica 28	28.00	202,640.00	18,092,320.00	170,894.70
hidroeléctrica 34	30.00	213,400.00	18,918,000.00	179,101.47
hidroeléctrica 35	33.00	232,540.00	20,519,520.00	194,911.61
hidroeléctrica 36	35.00	242,300.00	21,390,400.00	203,118.38
hidroeléctrica 48	98.00	729,240.00	64,773,120.00	593,131.46
hidroeléctrica 23	150.00	1,167,000.00	103,816,000.00	940,507.33
hidroeléctrica 24	172.80	1,256,864.00	110,604,032.00	1,002,664.44
hidroeléctrica 27	270.00	1,822,600.00	161,068,800.00	1,442,913.19

Fuente: Elaboración propia a partir de SERNA, 2008.

Análisis con un precio de 14 \$/tCO2

Año	Años de proyecto hidroeléctrico											TIR	TIR
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Flujo 1	(10,200,000.00)	0	0	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	17.32%	17.28%
2	(10,540,000.00)	0	0	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	17.36%	17.32%
3	(10,050,000.00)	0	0	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	17.31%	17.26%
4	(10,086,000.00)	0	0	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	17.31%	17.27%
5	(10,114,000.00)	0	0	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	17.31%	17.27%
6	(17,600,000.00)	0	0	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	17.83%	17.79%
7	(11,040,000.00)	0	0	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	17.42%	17.38%
8	(12,000,000.00)	0	0	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	17.51%	17.47%
9	(12,480,000.00)	0	0	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	17.55%	17.51%
10	(10,000,000.00)	0	0	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	17.30%	17.26%
11	(12,000,000.00)	0	0	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	17.51%	17.47%
12	(12,400,000.00)	0	0	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	17.54%	17.50%
13	(14,000,000.00)	0	0	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	17.65%	17.61%
14	(15,000,000.00)	0	0	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	17.71%	17.67%
15	(16,338,000.00)	0	0	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	17.78%	17.74%
16	(16,600,000.00)	0	0	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	17.79%	17.75%
17	(20,000,000.00)	0	0	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	17.92%	17.88%
18	(24,000,000.00)	0	0	4,468,520.59	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	16.07%	16.05%
19	(30,000,000.00)	0	0	5,635,650.73	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	16.17%	16.15%
20	(34,000,000.00)	0	0	6,413,737.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	16.22%	16.20%
21	(36,200,000.00)	0	0	6,841,685.22	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	16.24%	16.22%
22	(37,200,000.00)	0	0	7,036,206.91	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	16.25%	16.23%
23	(52,000,000.00)	0	0	9,915,127.94	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	16.35%	16.33%
24	(56,000,000.00)	0	0	10,693,214.70	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	16.36%	16.34%
25	(60,000,000.00)	0	0	11,471,301.47	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	16.38%	16.36%
26	(66,000,000.00)	0	0	12,638,431.61	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	16.40%	16.38%
27	(70,000,000.00)	0	0	13,416,518.38	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	16.41%	16.39%
28	(196,000,000.00)	0	0	37,926,251.46	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	16.52%	16.50%
29	(300,000,000.00)	0	0	58,156,507.33	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	16.54%	16.52%
30	(345,600,000.00)	0	0	67,026,696.44	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	16.55%	16.53%
31	(540,000,000.00)	0	0	104,841,713.19	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	16.56%	16.54%

Fuente: Elaboración propia a partir de SERNA, 2008.

Análisis con un precio de 20 \$/tCO₂

Años de proyecto hidroeléctrico													
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	TIR	TIR
Flujo 1	(10,200,000.00)	0	0	3,408,061.37	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	3,371,418.25	17.37%	17.28%
2	(10,540,000.00)	0	0	3,528,330.08	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	3,490,465.52	17.41%	17.32%
3	(10,050,000.00)	0	0	3,355,001.64	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	3,318,897.39	17.35%	17.26%
4	(10,086,000.00)	0	0	3,367,735.98	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	3,331,502.40	17.36%	17.27%
5	(10,114,000.00)	0	0	3,377,640.46	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	3,341,306.29	17.36%	17.27%
6	(17,600,000.00)	0	0	6,025,674.52	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	5,962,447.17	17.88%	17.79%
7	(11,040,000.00)	0	0	3,705,195.84	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	3,665,535.05	17.46%	17.38%
8	(12,000,000.00)	0	0	4,044,778.08	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	17.55%	17.47%
9	(12,480,000.00)	0	0	4,214,569.21	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	4,169,735.27	17.59%	17.51%
10	(10,000,000.00)	0	0	3,337,315.07	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	3,301,390.44	17.35%	17.26%
11	(12,000,000.00)	0	0	4,044,778.08	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	4,001,668.53	17.55%	17.47%
12	(12,400,000.00)	0	0	4,186,270.68	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	4,141,724.15	17.59%	17.50%
13	(14,000,000.00)	0	0	4,752,241.10	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	4,701,946.62	17.70%	17.61%
14	(15,000,000.00)	0	0	5,105,972.60	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	5,052,085.66	17.76%	17.67%
15	(16,338,000.00)	0	0	5,579,265.36	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	5,520,571.70	17.83%	17.74%
16	(16,600,000.00)	0	0	5,671,943.01	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	5,612,308.13	17.84%	17.75%
17	(20,000,000.00)	0	0	6,874,630.14	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	6,802,780.88	17.96%	17.88%
18	(24,000,000.00)	0	0	4,516,420.09	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	8,203,337.06	16.10%	16.05%
19	(30,000,000.00)	0	0	5,695,525.11	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	10,304,171.32	16.20%	16.15%
20	(34,000,000.00)	0	0	6,481,595.13	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	11,704,727.50	16.25%	16.20%
21	(36,200,000.00)	0	0	6,913,933.64	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	12,475,033.39	16.27%	16.22%
22	(37,200,000.00)	0	0	7,110,451.14	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	12,825,172.44	16.28%	16.23%
23	(52,000,000.00)	0	0	10,018,910.20	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	18,007,230.29	16.37%	16.33%
24	(56,000,000.00)	0	0	10,804,980.21	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	19,407,786.46	16.39%	16.34%
25	(60,000,000.00)	0	0	11,591,050.23	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	20,808,342.64	16.40%	16.36%
26	(66,000,000.00)	0	0	12,770,155.25	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	22,909,176.90	16.42%	16.38%
27	(70,000,000.00)	0	0	13,556,225.27	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	24,309,733.08	16.43%	16.39%
28	(196,000,000.00)	0	0	38,317,430.74	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	68,427,252.62	16.55%	16.50%
29	(300,000,000.00)	0	0	58,755,251.14	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	104,841,713.19	16.57%	16.52%
30	(345,600,000.00)	0	0	67,716,449.31	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	120,808,053.60	16.57%	16.53%
31	(540,000,000.00)	0	0	105,919,452.05	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	188,875,083.75	16.59%	16.54%

Fuente: Elaboración propia a partir de SERNA, 2008.

Anexo 13. Entrevista ing. Pinto (AHPPER)

Sobre CREs en Honduras

Ing. Pinto Directora de Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable (AHPPER)

Actualidad

Fortalezas de Hidroeléctricas en Honduras

1. ¿Cuán tan significativas son las ganancias que Honduras ha logrado por la venta de CREs?

El mayor problema que tuvo Honduras fue la venta inicial con Finlandia. Resulta que las primeras negociaciones que se hicieron fueron realizadas sin los conocimientos necesarios como para proponer con mayor fuerza una mejor posición en la negociación. El precio resultante fue muy bajo EU 2.47 la tonelada, lo cual es asombroso cuando se lo compara con los precios actuales que están realizando otros países, los cuales son desde EU 13 hasta 16 la tonelada.

2. ¿Cuánto se ha logrado financiar a las hidroeléctricas por la venta de CREs?

No se tienen datos, preguntar a cada hidroeléctrica en particular.

3. ¿Cuáles fueron las lecciones aprendidas en lo referente a la venta de CREs?

Estar mejor informados sobre el manejo burocrático para próximas negociaciones.

El precio no es el único factor importante en una negociación, sino también las otras facilidades que se puedan ofrecer.

4. ¿Cuáles son los aciertos que Honduras ha logrado en la venta de CREs?

La imagen internacional de emprendedurismo hidroeléctrico.

5. ¿Cómo funciona la legislación hondureña para la venta de CREs?

Para el gobierno de Honduras existe un tipo de contrato desarrollado llamado ERPA en el cual se estipulan todos los detalles necesarios para la negociación de CREs. Esto sirve como una guía ya que por lo general las empresas pequeñas no se encuentran del todo informadas y por tanto están en gran desventaja con los países u empresas con las cuales realizan los contratos. Por lo general los compradores tienen más acceso y conocimiento del mercado, mejores índices de solvencia crediticia, más experiencia y asesoramiento legal especializado. Sin embargo los ERPA son documentos complejos, que en general están en inglés y redactados en estilo propio del derecho consuetudinario: extenso, misterioso, complicado. Es de esta manera que los ERPA son sesgados en favor del comprador y muy poco equilibrados.

6. ¿Cuáles son los países desarrollados más interesados en Honduras para el MDL?

Son varias compañías como ser: South Pole, etc. Hay algunas empresas que no están registradas con AHPPER como ser la hidroeléctrica San Carlos y Cortecito. Para ello debes buscar al señor: Juan Leonel Canahuati. # Tel. 2357395.

También ver:

One Carbon con el ing Eduardo Membreno.

South Pole con Suyapa Zelaya ubicada en primer piso

Anaconda Carbon.

7. ¿Cuál ha sido el impacto real de las hidroeléctricas en lo social y ambiental?

Muy positivo puesto que el desarrollo local tiene un impacto directo en cuanto a infraestructura y servicios básicos. Por lo general todos los gastos de accesos, luz y agua para la construcción tienen que ser financiados por la misma empresa, es así que la zona se ve sumamente beneficiada. Por otro lado, a lo largo del proyecto se mantiene un control ambiental que a la larga también genera un impacto positivo. El único problema importante que hubo en Honduras fue con la Hidroeléctrica Babilonia en la que hubo varias denuncias de corrupción, la acusación de asesinato de un líder empedernido contra la construcción de la represa y de un supuesto daño ambiental sumamente grande en la zona, además del desplazamiento de dos comunidades indígenas en la zona. Entre un 10 a 15% de la inversión inicial para la hidroeléctrica se dedica a la generación de empleo en la etapa de construcción, operación y preparación. Se invierte en la reforestación y manejo de cuencas relacionadas. Se capacita la mano de obra local y se fomenta otras actividades productivas. (SERNA, 2005)

8. ¿Por qué ya no se encuentran hidroeléctricas de los últimos proyectos aprobados por la UNFCCC para Honduras?

Durante los últimos años hubo un estancamiento lo cual fue generado por falta de eficiencia con el gobierno. La falta de visión a largo plazo de los gobiernos ha obligado a que Honduras tenga que optar por otras soluciones energéticas más inmediatas: importación de hidrocarburos.

Debilidades de Hidroeléctricas en Honduras

9. ¿Cuáles fueron y/o son los obstáculos de Honduras en la venta de CREs?

No existen mayores obstáculos para CREs puesto que el trámite es directamente entre la empresa inversora y la hidroeléctrica. El gobierno sólo exige una carta bien justificada la cual es aprobada de manera rápida. La mayor limitante para la venta que tienen nuestras hidroeléctricas es la magnitud de las mismas ya que al ser tan pequeñas el trámite ante las Naciones Unidas es muy largo, un año. Para resolver esto se unen entre sí, lo cual se llama unión de sombrilla.

10. ¿Qué condicionantes existen para la promulgación de proyectos en Honduras?

Para proyectos hidroeléctricos sí hay un trámite muy largo, confuso y frustrante que puede llegar a durar varios años, por lo general cuatro años. En primer lugar es necesario realizar varios estudios de largo plazo de la zona en el ámbito ambiental, social y económico. Luego es necesario esperar la respuesta del gobierno que por razones burocráticas tarda mucho tiempo hasta que finalmente es aprobada la primera ronda de requisitos legales. Pero cabe destacar que actualmente existen varios proyectos potenciales que requieren de financiamiento y que ya han sido aprobados, como se muestra en el cuadro de “Hidroeléctricas Existentes y Potenciales en Honduras”.

11. ¿Cómo se involucra el gobierno en la venta de CREs?

De ninguna forma el contrato es entre empresas.

12. ¿Cuán fuerte se encuentra Honduras institucionalmente para el logro de venta de CREs?

Tiene todas las facilidades requeridas por el MDL.

13. ¿Qué tan fuerte es el apoyo de la sociedad hondureña a la generación de energía por hidroeléctricas y su respectiva venta de CREs?

No lo conocen, hace mucha falta informar incluso a profesionales que están en temas indirectamente relacionados.

14. ¿Cuántos proyectos hidroeléctricos y de qué capacidad funcionan en el país, cuántos incluyen beneficios por venta de CRE's?

Ver cuadro de “Hidroeléctricas Existentes y Potenciales en Honduras” en los anexos del presente trabajo.

Futuro

Oportunidades de Hidroeléctricas en Honduras

15. ¿Cómo vislumbra la posibilidad de nuevos proyectos?

Sí existen. A corto plazo se piensa generar 120Mw y a mediano plazo 300Mw.

16. ¿Cuántos proyectos tienen en procesos de construcción, de qué capacidad, cuántos de estos está para venta de CRE's?

En actual construcción se tiene a Coronado.

17. ¿Cómo visualiza los futuros precios de carbono en el mercado internacional?

En aumento muy fuerte hasta podría ser exponencial.

18. ¿Qué visión existe en el medio internacional de Honduras respecto a la venta de CREs?

Es excelente puesto que Honduras tiene la fama bien ganada de ser el primer país involucrado en el MDL en el mundo entero por medio de Hidroeléctricas. Esto ha permitido que otros inversionistas dirijan la mirada a Honduras para otros asuntos de igual importancia.

Amenazas de Hidroeléctricas en Honduras

19. ¿Existe algún tipo de competencia que pueda afectar en el futuro?

Sí, las térmicas ya que son de eficiencia 100%; en cambio las hidroeléctricas dependen del caudal para generar toda su fuerza.

20. ¿Qué tipo de problemas técnicos podrían enfrentar la venta de CREs en el futuro?

El mayor problema de las hidroeléctricas es que dependen de la cantidad de agua que existe en el embalse para generar energía. Si por alguna razón el volumen de agua almacenado es menor que el mínimo permitido la estación se encuentra en desventaja de producciones de esta manera que una hidroeléctrica generalmente no puede garantizar su funcionamiento con todo el potencial con el cual está instalado. Esto no ocurre con una planta termodinámica que sí garantiza todo el potencial al cual está capacitado.

21. Referente a CREs, ¿cómo se maneja el riesgo por pérdida del proyecto en caso de un desastre natural?

Todo depende de las cláusulas en los contratos. En esto está en juego la experiencia de quien negocia, por eso hay que capacitarse.

22. ¿Cree que el mercado hondureño no reconocerá el avance que se está logrando con la venta de CREs de hidroeléctricas?

Sí lo hará pero depende de este tipo de trabajos.

Anexo 14. Entrevista Ing. Zelaya South Pole Honduras

Experiencia en el MDL: **Oficina de Mecanismo de Desarrollo Limpio de Honduras.**

Ing. Suyapa Zelaya
Compañía: South Pole Honduras
Teléfonos: 232-4483 / 6769 Cel: 99732919

1. ¿Cuál es la experiencia de venta de CREs en Honduras? (Generalidades, Dificultades, Aciertos)

En el 2005 se empezaron las negociaciones para las hidroeléctricas... Puesto que Honduras fue uno de los primeros países en firmar este tipo de acuerdo es de suponerse que el precio establecido iba a ser bajo. Pues todo primer emprendimiento en un negocio de esta escala conlleva a que las cosas vayan poco a poco. Es así que considero que el precio establecido no fue un problema aunque claro ahora que se conoce un poco mas del tema, el tipo de negociación debe involucrar el hecho de que los precios sea mayores. Honduras mas bien demostró estar un paso mas adelante que los demás países pese a tener un precio bajo ya que el hecho de tener hidroeléctricas mas eficientes demuestra que tenemos una legislación activa. Las primeras dos hídricos fueron Río Blanco y Esperanza.

Todas la hidroeléctricas en Honduras son de pequeña escala, es decir menor a 15MW. Es por eso que se tiene un potencial muy grande. Debes saber que si las represa fuese grande no podría entrar al mecanismo de desarrollo Limpio ya que un embalse de grande magnitudes conlleva efectos muy grandes al medio que cuestiona el desarrollo del sitio en cuestión. En el caso de embalse de gran tamaño se debe seguir el protocolo para represas que es muy diferente al establecido para pequeñas hidroeléctricas.

2. ¿Cuál es su opinión sobre el aporte de los CREs a la factibilidad de hidroeléctricas en Honduras?

Es de cinco puntos sobre la TIR en promedio. Además se debe mencionar que existe un adelanto de 20% en el financiamiento de hidroeléctricas por la forma en la que esta diseñado el mercado. El asunto es que todo tramite para CREs debe ser hecho antes de que la represa entre en funcionamiento, de lo contrario no se valida.

3. ¿Qué factores afectan la factibilidad de una hidroeléctrica en el país?

El factor más importante que afecta es la existencia de grupo opositores de extrema es que se enfrantan a los proyectos y son capaces de hasta provocar daños.

4. ¿Qué tipo de apoyo se recibe en Honduras para la venta de CREs? Gobierno, otras instituciones, sociedad en general

No existe un apoyo formal ya que no es el gobierno el que conlleva los proyectos sino las empresas que están haciendo la hidroeléctrica y la que necesita comprar en un país desarrollado.

Cabe señalar que los países en cuestión no se están moviendo debidamente. No hay un esfuerzo tan grande como el que debería haber para hacer cumplir los requerimientos de ayuda.

Un factor que afecta mucho es que la ayuda es finalmente elitista y por tanto se queda solo en ciertos lugares y no así en el resto de los proyectos. El BECI recibe los proyectos pero no los socializa como debería.

5. ¿Cuáles son los mercados potenciales para la venta de CREs desde Honduras?

Los mercados actuales son>

Japón: no es un mercado del todo bueno ya que no pagan muy bien.

Suiza junto con Austria y Alemania: hasta el momento es el mejor ya que son los que mejor pagan y los que llevan el asunto de manera seria con proyectos que toman muy en cuenta el entorno.

Finlandia> Es el que trabaja con AHPER. Existen problemas ya que no pagan del todo bien por el hecho de que piden varios requisitos que al fin y al cabo no deberían y el pago no esta siendo del todo eficiente.

Se debe recalcar que actualmente todos los contratos existentes se dan bajo el mandato de Inglaterra, por lo que el arbitraje se guía según el prototipo de sus leyes.

6. ¿Qué tipo de competencia cree que pueda tener una hidroeléctrica para la venta de CREs?

No existe en sí una competencia que pueda ser de importancia ya que las plantas térmicas no logran ser tan eficientes como deberían y las plantas de biocombustibles no son tan grandes como para afectar. De todas manera hay campo suficiente como para que el mercado siga creciendo mucho sin ser afectado.

7. ¿Por qué ya no se encuentran hidroeléctricas de los últimos proyectos aprobados por la UNFCCC para Honduras?

Por problemas políticos que existen en el medio Hondureño. No hay una visión a largo plazo ya que el gobierno se encuentra con grande problemas en la nariz. No hay una buena asesora para estos temas ni un empuje que los motive directamente.

8. ¿Cuál es el trámite a seguir en Honduras para la aprobación de un hidroeléctrica?

El trámite en la parte de legislación es largo y engorroso ya que es necesario que se aprueben varios pasos, papeles y permisos para poder avanzar. Puede llegar a tardarse como cuatro años.

Vale la pena chequear la Nueva Ley de Incentivos en el Centro de Información del Congreso ya que no se necesita pasar por el congreso con hidroeléctricas menores a 5MW.

9. ¿Qué instituciones pueden ayudar en el proceso de venta de CREs?

Ver boleto entregado

Ver pagina web de UNFCCC> observaciones> ONGs> letra F

10. ¿Cómo se realizan los contratos con los otros países?

Todo proceso es igual

11. ¿Cuál ha sido la Hidroeléctrica que mejor ha vendido CREs en Honduras?

Cada negociación es muy distinta por lo que no se puede compara porque depende del país con el cual se habla y con el tipo de empresa y con el tipo de gas que se trata y sobretodo el momento en el cual se hace la negociación puesto que el precio varia mucho.

En el caso del Metano el precio se multiplica por 27.

12. Cómo cree usted que se comporten los precios en el tiempo (corto, mediano y largo plazo)

Los precios subirán hasta la segunda etapa del negocio que se ratifica en el 2012. Luego, en la segunda etapa se estancara y finalmente en la tercera etapa el precio caerá. Cuando pues ser en el mejor de los casos... es difícil saber puesto que varia mucho pero sin duda será mucho mas alto de lo que esta en este momento.

Cabe mencionar que en un futuro nuestros países pueden llegar a ser castigados por el hecho de no estar haciendo lo posible por mitigar.

13. ¿Qué metodologías usan para determinar la línea base?

Todo debe seguir la formula de conservación de la UNFCCC

Actualmente el factor de conversión de emisión de Honduras es> 0.745

70% de la generación eléctrica es por plantas térmicas usando bunker o fuel oil.

Para datos de precios de bunker ver> Comisión Administración del Petróleo. www.cap.gob.hn El teléfono es 2381085 ing. Fernando Lobo.

14. ¿Qué costos implica la venta de CREs?

El costo es el de trámite y es alto.

Comprobar> (Puede llegar a costa 5000\$ solo para la licencia)

15. ¿Qué riesgos implica las transacciones?

El mayor riesgo es el de desastres naturales puesto que no hay garantías. Sin embargo no hay penalidades en caso de comprobarse de un desastre.

16. ¿Cómo funciona el mecanismo de pago por tasas de registro para proyectos MDL?

Al presentar el Proyecto para su registro se debe pagar una Tasa de Registro basada en la reducción de emisiones anticipadas:

< 15.000 t /año TR=0

> 15.000 t /año TR

Primeras 15.000 t TR= US\$.10/t

Siguientes hasta un máximo de 350.00 t TR=US\$.20/t

Se necesita pagar un 2% para lo que se llama adaptación del cambio climático que es un pago que se da para países como Honduras para movilizar a la gente. Sin embargo hasta la fecha no se visto un efecto en esto pese a que el país es considerado como el tercer mas vulnerable del mundo. Ver Fondo Medio Ambiental Mundial.

La tasa de registro puede ser de 2500\$ pero hay que confirmar todo el la UNFCCC

Preguntas extra 31 Julio vía e mail

1. Precio venta Kwh. en Hidroeléctricas

El precio de compra del Kwh lo define la Comisión Nacional de Energía CNE, y es costo marginal de corto plazo que lo calculan anualmente, actualmente el mismo esta definido en la nueva ley de incentivos a las Energías Renovables como de 0.08 \$USA el Kwh más un 10% por generar con una fuente renovable.

2. Vida útil en promedio de todas las hidroeléctricas en Honduras.

La duración u vida útil de estos Proyectos es entre 25 y 30 años.

3. Costo de transacción en promedio para realizar una hidroeléctrica

Implementar 1Mw anda entre 1.2 a 1.4 millones de dólares el megavatio instalado, esto varia cada año en función de como sube la Varia, Cemento, Combustible etc., y las condiciones en que se construye el Proyecto; en algunos casos, en las peores condiciones, puede llegar a costar 2 millones el Megavatio instalado.