

RESUMEN

En los años venideros, las naciones en desarrollo aumentarán inevitablemente y de manera importante sus emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) como consecuencia del aumento del consumo de energía requerido para su desarrollo económico. Si bien las emisiones de estas naciones no han contribuido de manera significativa a la concentración que han alcanzado los GEI en la atmósfera y sus prioridades son principalmente el desarrollo económico y el alivio de la pobreza, ello no significa que no puedan contribuir a reducir el riesgo del cambio climático, específicamente con acciones que reduzcan las emisiones sin detrimento de su desarrollo.

La CMNUCC (Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático) de 1992, suscrita también por muchas naciones en desarrollo, establece para ellas compromisos mínimos, tales como, la elaboración y actualización de los inventarios de emisiones de GEI y la elaboración de planes y programas para la reducción de sus emisiones.

Dentro de las medidas adoptadas a nivel internacional para la reducción de emisiones de GEI, el Protocolo de Kyoto adoptado en 1997 por la COP5 (Conferencia de las Partes) estableció el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio)^a con el propósito principal de que este mecanismo cooperativo ayude a las naciones en desarrollo a alcanzar el desarrollo sostenible.

A pesar de que en la actualidad el MDL no se ha reglamentado y establecido como un mecanismo operativo, es preciso que los países en desarrollo comprendan y exploren oportunidades para participar en él mediante proyectos que cumplan con las condiciones y propósito del mecanismo.

En este contexto, los objetivos del presente estudio son presentar un método para la formulación de proyectos para el MDL, siguiendo los delineamientos hasta la fecha existentes, y la elaboración de un portafolio genérico de proyectos de reducción de emisiones en el sector energía de Colombia ^b, elegibles para el mecanismo. Este estudio es la continuación de los ya realizados por la ACCEFYN (Academia

^a MDL : Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se conoce en Inglés como CDM: Clean Development Mechanism

^b La tarea de la formulación de proyectos y planes de esta naturaleza corresponde al Ministerio de Medio Ambiente y al Ministerio de Minas y Energía, junto con el Departamento Nacional de Planeación, entre otros. Por lo tanto, la propuesta presentada por la ACCEFYN no pretende sustituir las tareas de las instituciones del estado Colombiano sino que intenta constituirse en un aporte de la comunidad científico técnica del país a la discusión de tan importante problemática.

Colombiana de Ciencias Exactas Física y Naturales) en cooperación con la GTZ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit - Sociedad Alemana de Cooperación Técnica), como son, ***Inventario de Gases de Efecto Invernadero***¹ y ***Opciones de Reducción de Emisiones***². El grupo de la Academia seguirá hacia el futuro el desarrollo conceptual, metodológico y operacional que sufrirá el MDL, buscando que el país contribuya con la reducción de emisiones de GEI, y sea oportuno y competitivo a nivel internacional en el desarrollo de proyectos para el MDL.

Mientras que los países desarrollados han considerado el MDL como un mecanismo adicional para reducir sus emisiones de GEI, en la medida en que esta reducción tiene costos más bajos en los países en desarrollo que en sus propios países. Por otro lado, las naciones en desarrollo como Colombia, ven en este mecanismo una nueva forma de asistencia financiera para la promoción del desarrollo sostenible, transferencia tecnológica y promoción de la equidad. Sin embargo, uno de los principales problemas que ellas podrían afrontar para obtener beneficios de este mecanismo está ligado con la falta de capacidad para la formulación y gestión de los proyectos.

Colombia, actuando de manera oportuna, a través de su MMA (Ministerio del Medio Ambiente), con la asistencia del BM (Banco Mundial), el Gobierno de Suiza y la ACCEFYN, la cual a su vez recibió asistencia de la GTZ de Alemania, ha conducido el estudio y análisis de estrategias para implementar el MDL en el país³. Este estudio analiza el desarrollo actual y potencial del mercado de reducción de emisiones^c, la competitividad nacional y los beneficios potenciales de participar en el MDL. También propone las siguientes estrategias:

- El diseño institucional para maximizar los beneficios del MDL
- El fortalecimiento de la capacidad institucional
- El desarrollo de la capacidad nacional en la formulación de proyectos MDL
- El desarrollo de alternativas para el manejo del riesgo de los proyectos MDL en Colombia
- La evaluación de opciones de financiación para proyectos MDL en el esquema unilateral.

El presente estudio propone un método para la evaluación y formulación de proyectos en el sector energía para el MDL. A partir de estudios realizados anteriormente^{1,2}, se seleccionaron cuatro tecnologías alrededor de las cuales se desarrolla y se aplica la metodología (Tabla 1).

^c Este potencial de reducción de emisiones se fundamenta en los resultados del estudio **Opciones para la Reducción de Emisiones de GEI en Colombia**².

Tabla 1 Tecnologías seleccionadas en este estudio

LADO DE LA OFERTA	LADO DE LA DEMANDA
Energía eólica Cogeneración Energía solar fotovoltaica	Sustitución de combustibles en la industria

ELEGIBILIDAD DE PROYECTOS PARA EL MDL

Para que un proyecto sea considerado elegible dentro del MDL es necesario que satisfaga dos condiciones fundamentales descritas en el Protocolo de Kyoto:

- Que la reducción de emisiones sea real, medible y certificable, esto es, que el proyecto sea adicional (Art. 12, Nr. 5b y 5c).
- Que el proyecto propicie el desarrollo sostenible.

Adicionalidad

No existen en la actualidad lineamientos claramente establecidos para evaluar la adicionalidad en el contexto del MDL.

Si bien la discusión sobre la adicionalidad no ha concluido, la adicionalidad medioambiental de un proyecto debe tener las siguientes tres componentes independientes:

- Formulación y justificación de la Línea Base
- Formulación y justificación del proyecto
- Determinación de la reducción de emisiones

La reducción de emisiones se calcula como la diferencia entre las emisiones del caso base y las emisiones del proyecto.

Una vez que el proyecto ha pasado la prueba de adicionalidad medioambiental, surge la pregunta de si este proyecto es en las condiciones actuales realizable por las ventajas económicas que ofrece o si para su realización requiere de incentivos que podrían provenir del MDL. La justificación de la adicionalidad económica debe responder a la pregunta: Porqué este proyecto no ocurriría en ausencia de los incentivos extras provistos por los CER (Certificado de Reducción de Emisiones)?. El

análisis de esta respuesta debería considerar las barreras de tipo tecnológico, conocimiento, culturales e institucionales.

Si bien el Protocolo de Kyoto no es explícito acerca de este punto, varias de las Partes de la Convención ven la necesidad de introducir la adicionalidad financiera como criterio de elegibilidad de los proyectos del MDL. Desde el punto de vista de estas Partes, los proyectos requieren ser adicionales financieramente. De esta manera, los proyectos que son económicamente viables y atractivos en la actualidad, y por tanto no adicionales financieramente en el contexto del MDL, deberían ser excluidos del mismo.

Otro aspecto que resulta importante para el desarrollo del mecanismo es la construcción de una capacidad nacional que permita la formulación y evaluación de proyectos, así como, su posterior implementación y seguimiento.

Sostenibilidad

La introducción de criterios de sostenibilidad se está dando a nivel internacional. Lineamientos prácticos sobre como tratar con el desarrollo sostenible a nivel de proyecto no han sido desarrollados ni adoptados aun. Es de común acuerdo que los criterios de sostenibilidad deberían ser tridimensionales en los aspectos social, medioambiental y económico⁴.

LINEA BASE

Por Línea Base se entiende un escenario virtual de emisiones que se producirían, de acuerdo con las proyecciones del sector energía, en el caso en que no hubiera intervención mediante la realización de proyectos dirigidos a reducirlas (específicamente proyectos MDL). Para determinar la línea base de un proyecto específico se debe estimar el escenario de emisiones en el caso de "no-proyecto". Este escenario se toma como base para calcular la reducción de emisiones a certificar.

Es preciso observar que en las negociaciones internacionales no se han establecido aun los criterios, reglas, modalidades y metodologías para estimar las Líneas Base del MDL.

En los textos de las negociaciones se mencionan las siguientes aproximaciones:

- Línea Base proyecto por proyecto
- Línea Base sectorial

- Línea Base standard por categorías de proyecto
- Línea Base a nivel nacional

Líneas base para proyectos de energía en Colombia

Con el propósito de que el escenario base esté de acuerdo con las directrices generales a nivel internacional del CDM y AIJ, se tuvieron en cuenta las recomendaciones presentadas por la OECD y IEA, y las guías metodológicas de USIJI. En la elaboración del escenario base se busca que éste sea⁵: Ambientalmente verosímil, transparente y verificable, simple y de bajo costo, y de un nivel razonable de certeza para los posibles inversionistas, entre otros.

En este contexto la Línea Base desarrollada se fundamenta en el Plan Nacional de Expansión-Transmisión (actualización 1999)⁶, el cual plantea varios escenarios para el desarrollo del sector generación en Colombia a corto plazo CP 1998-2003 y largo plazo LP 2003-2010.

Los análisis se realizaron mediante simulaciones estocásticas de la operación del sistema, utilizando el modelo MPODE^d. Se emplearon simulaciones con cien series hidrológicas, determinadas en función de los datos históricos del sistema que se remontan a los últimos cincuenta años, incluyendo los niveles de mínimos operativos calculados para el invierno del año 1998 y el verano 1998-1999.

Detalles de la metodología aplicada

Se tuvieron en cuenta un total de cuarenta y tres plantas de generación térmica, correspondientes al escenario de proyección descrito anteriormente como CP1 y LP5, unas ya en operación y otras proyectadas para el período 2000-2010. Con el uso de modelos de análisis de inversiones y simulación de despacho hidrotérmico se analizaron las diferentes alternativas de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica y se determinaron los consumos promedio de combustibles, el desempeño energético del sistema y la evolución de los embalses. Sobre la base de esta simulación de consumo de combustible y teniendo en cuenta los factores de emisión del IPCC/OECD/IEA⁷, se calcularon las emisiones de CO₂ equivalente para cada planta en t/GWh.

Con esta información se generó una Línea Base Multiproyecto para la generación de energía eléctrica en Colombia. La Figura 1 muestra los promedios ponderados, por

^d Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica.

energía generada, de las emisiones de CO₂ equivalente de cada una de las tecnologías de planta. Allí también se ilustra en esta figura el FUELMIX, el cual se calculó como el promedio ponderado por energía de las emisiones de CO₂ equivalente de todas las plantas térmicas (sin tener en cuenta las hidroeléctricas). La razón para esta última consideración es la curva de carga (Figura 2). Dado que el despacho de las plantas se realiza por costo variable, constituido casi en su totalidad por el costo del combustible, al cambiar de una tecnología a otra, se afecta todo el sistema de generación, es decir, se afecta el orden de méritos de todas las plantas del sistema. De esta forma al introducir plantas de energía renovable, por ejemplo, éstas deberían entrar al sistema al nivel de prioridad de las hidroeléctricas, desplazando las térmicas más ineficientes y con mayores emisiones.

De acuerdo con la Figura 2, en la generación base se encuentran las plantas hidroeléctricas y carboeléctricas eficientes, seguidas de las plantas a gas ciclo combinado. Después entran a competir de acuerdo a su eficiencia las plantas a gas ciclo abierto y las carboeléctricas. Finalmente, en el pico, se encuentran las carboeléctricas de más baja eficiencia y por tanto las que generan energía al mayor costo.

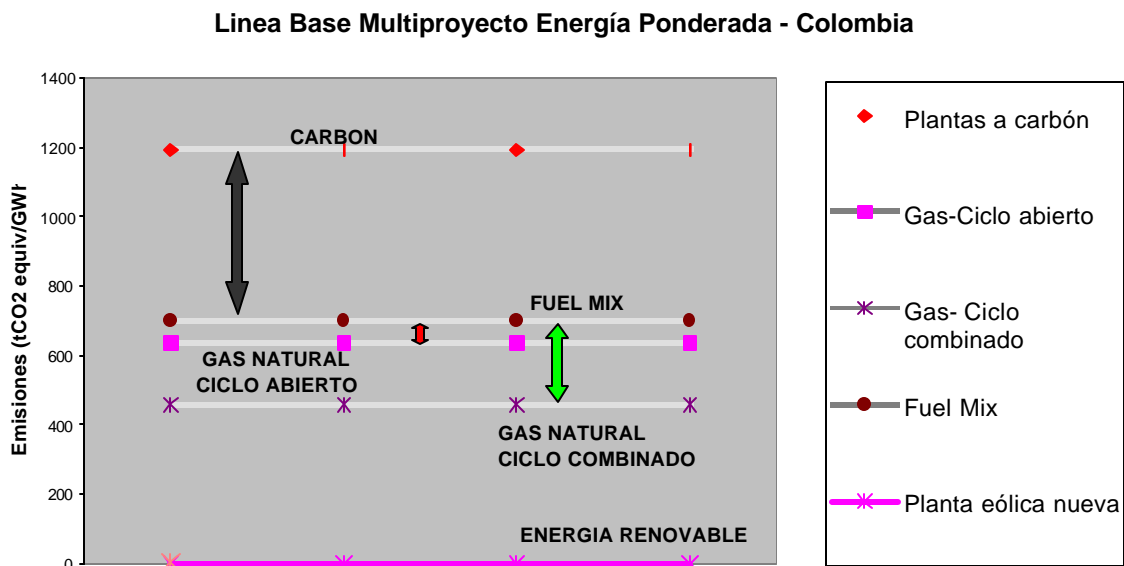


Figura 1 Línea Base Multiproyecto de Energía - Promedio Ponderado - Colombia

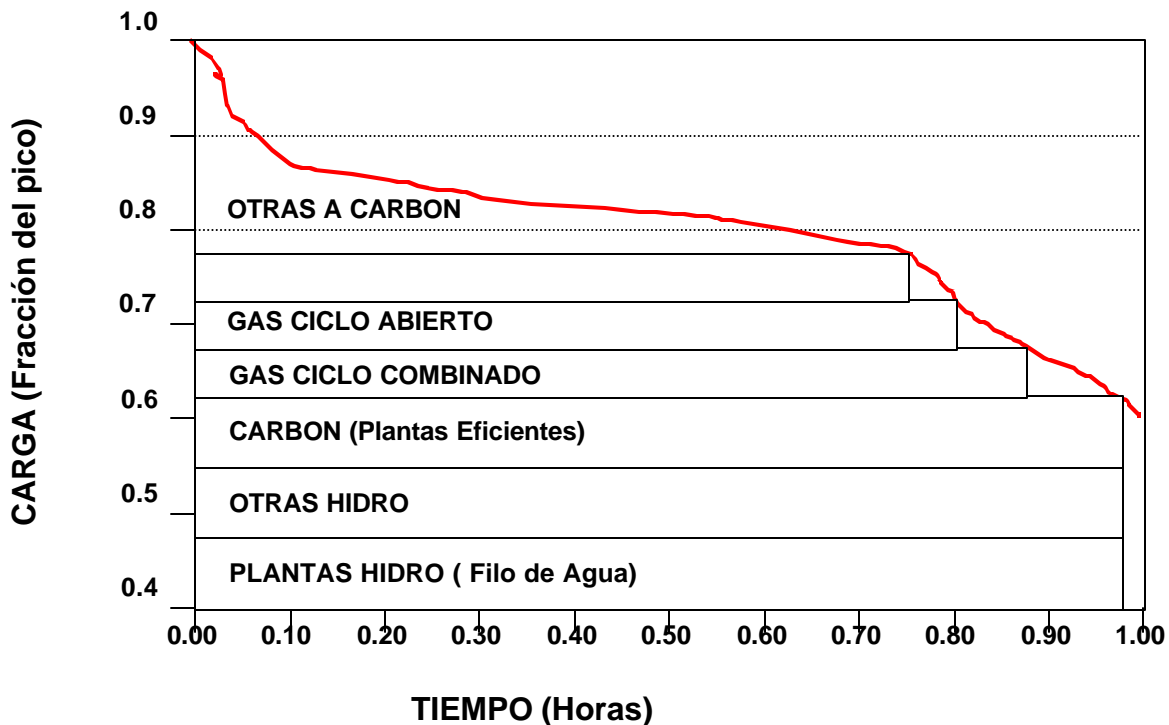


Figura 2 Curva de carga del sistema de generación eléctrica de Colombia

Línea base para proyectos de uso final térmico

También se generó un escenario base multiproyecto para el consumo de combustibles con uso final térmico, teniendo en cuenta que la tendencia de los últimos años en el uso de los combustibles es la decarbonización de los mismos. Esto es, a emplear combustibles que produzcan una menor cantidad de CO₂ por unidad de energía térmica liberada. Los coeficientes de emisiones del IPCC⁷ constituyen un indicador de las emisiones por GJ bruto liberado. Cada tecnología en particular tiene entonces una eficiencia de transformación (GJ bruto en GJútil) por la que es necesario entonces dividir el índice de emisiones. La Figura 3 muestra las emisiones por GJ bruto liberado para los diferentes combustibles empleados en Colombia para el suministro de energía térmica.

Dependiendo de la tecnología específica, entonces las emisiones deben dividirse por la respectiva eficiencia. La reducción de emisiones es por lo tanto el efecto combinado

del cambio de combustible, a uno de menores emisiones (como es cambiar de cualquiera de los mencionados a gas natural) y de la mejora en la eficiencia de los equipos.

Incertidumbres

Las incertidumbres de estas Líneas Base son de diferente índole.

Incertidumbre Política. Este tipo de incertidumbre está referido a las incertidumbres de políticas medioambientales y energéticas del país. Así por ejemplo, pueden surgir prohibiciones a combustibles que como el crudo de Castilla son emisores de otras sustancias tóxicas como metales pesados, que forzarían a una conversión de equipos a gas natural, por ejemplo.

Incertidumbre Económica. Las proyecciones del consumo de combustibles y por ende de emisiones tienen como variable los índices de crecimiento económico. Ciertamente Colombia se encuentra actualmente en una fase recesiva y sin claridad de cuando se pueda superar esta situación.

Incertidumbre Tecnológica. Las tecnologías propuestas son ampliamente conocidas en el exterior. En Colombia, sobre algunas de ellas se tiene estudios y experiencias, como es el caso, de la generación de electricidad con celdas solares. Sobre otras, como la energía eólica, la evaluación del recurso es insuficiente. En general sobre las restantes se puede afirmar que existe poca experiencia práctica además de que la información es limitada.

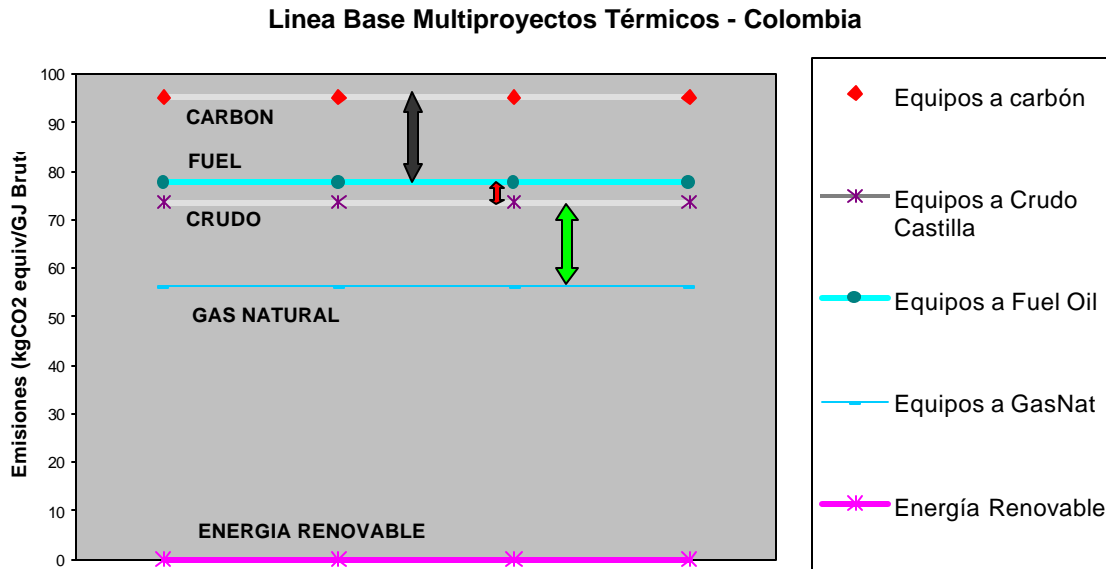


Figura 3 Emisiones de diferentes combustibles por GJ Bruto.

METODOLOGIA DE EVALUACION DE PROYECTOS DE ENERGIA PARA EL MDL

Para la evaluación de proyectos en el contexto del MDL, además de la evaluación técnica económica convencional es necesario considerar la reducción de emisiones de GEI durante la vida del proyecto y las consecuencias económicas que esa reducción conlleva. Estas últimas son un sobrecosto de la energía generada por las nuevas tecnologías (derivado del sobrecosto de los equipos que reducen el consumo final de energía) y la oportunidad de recibir ingresos extras por la posible venta de los CER.

La metodología desarrollada está a nivel de prefactibilidad de proyectos con la dimensión MDL, la cual consiste en valorar la reducción de emisiones (adicionalidad medioambiental) y la viabilidad económica de los mismos, incluyendo mecanismos económicos y financieros tales como la venta de CER, créditos blandos y otros en desarrollo.

La metodología dio lugar a un modelo de evaluación basado en el análisis incremental, es decir, en la comparación de la situación actual contra la situación con proyecto, evaluando los beneficios económicos y ambientales que se generarían con la

implementación del mismo. El modelo permite evaluar la sensibilidad de VPN (Valor Presente Neto) a la variación de los parámetros técnicos y económicos.

Se desarrollaron paquetes específicos para cada una de las tecnologías evaluadas empleando EXCEL^e.

La información del modelo energético de cada caso corresponde a datos reales de instalaciones o localidades colombianas (en el caso de recursos renovables). Los costos (de equipos y demás) son tomados de proyectos colombianos o del exterior debidamente adecuados a las condiciones del país.

PORTAFOLIO DE PROYECTOS

No existe en la actualidad un URF (Uniform Reporting Format) para proyectos MDL. Para este estudio se adoptó y modificó el URF desarrollado para las actividades AIJ (Activities Implemented Jointly) adecuándolo a las necesidades del MDL y a los propósitos y nivel de información del presente estudio.

Las condiciones generales para la evaluación financiera son: Moneda: US\$, tasa descuento 8%, tiempo de evaluación del proyecto: 15 años. El valor supuesto del CER varía desde US\$0 hasta US\$22. Los costos de los combustibles son los vigentes en el país. En la evaluación también se han tenido en cuenta los costos de ingeniería, desarrollo del proyecto (permisos y licencias), estudio de factibilidad y costos de entrenamientos y contingencias, al igual que los costos de operación y mantenimiento y transacción tanto de la fase de inversión como de la fase de operación. También se consideraron los impuestos que se cobran en Colombia para la importación de equipos y las contribuciones que se cobran por la operación de sistemas energéticos. El riesgo se cubrió con un seguro ambiental.

La reducción de emisiones se calculó para todos los proyectos empleando la Línea Base desarrollada por la ACCEFYN y descrita anteriormente.

^e EXCEL es marca registrada de Microsoft®.

Parque Eólico de Cabo de la Vela (Guajira, Colombia)

Este proyecto comprende la factibilidad, diseño, construcción y operación de un parque eólico de 22,5 MW (en primera fase) en inmediaciones de Puerto Bolívar, en el departamento de La Guajira, al norte de la República de Colombia, el cual estaría conectado al Sistema de Transmisión Nacional (STN) con el fin de atender una fracción de la demanda de energía del país y contribuir a la reducción de emisiones de GEI mediante el desplazamiento de instalación y generación de energía con plantas térmicas a base de combustibles fósiles.

Según los estudios adelantados hasta el momento, la energía generada sería de 74 GWh / año. Se requiere de la construcción de una línea de conexión de 7 km a 110 kV.

De acuerdo con la Línea Base se espera una reducción de emisiones de GEI de 88.179 t/año de CO₂ equiv. si el proyecto desplaza plantas a carbón.

El VPN del proyecto es de US\$ 840905, evaluado a 15 años con una tasa de descuento del 8%. La TIR (Tasa Interna de Retorno o ROI: Rate of Internal Return) es 8.49%. Su periodo de repago es de 8.95 años. El costo de la energía generada resultó ser de 49.11 mills US\$/kWh. El precio de venta a corto plazo de la energía generada se supuso como 45 mills US\$/kWh y el precio asumido del CER fue de US\$20/t CO₂ equiv. El proyecto es entonces **adicional ambiental y económicamente**.

El proyecto en particular y el aprovechamiento del potencial eólico en Colombia en general, se ajustan a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología.

Proyectos de cogeneración

La cogeneración ha sido objeto de estudios sectoriales en Colombia tanto para el sector industrial^g como para el terciario de la economía^h. También se han adelantado estudios específicos para varias industrias sin que hasta la fecha se hayan desarrollado los numerosos proyectos propuestos y evaluados^f.

Las aplicaciones que se evaluaron fueron hoteles y hospitales de diferentes capacidades y ubicados en diferentes lugares del país. La evaluación sobre los hoteles, del orden de 200 habitaciones y con porcentajes de ocupación actuales del 50 a 60%,

^f En Cartagena opera desde hace dos años una unidad de cogeneración turbogas ciclo abierto con una capacidad de 4.3 MW.

debido a las potencias de las unidades cogeneradoras que resultan ser del orden de 200 kW y menores, los proyectos no resultan en general viables por la fuerte dependencia del costo de inversión de la capacidad de la planta cogeneradora (Ver hoteles en Tabla 2 y 3).

Los cuatro hospitales considerados tienen capacidades de cogeneración entre 250 kW y 500 kW efectivos y se describen a continuación. En general se encuentra que los proyectos sin apoyo económico (CER a US\$0/t CO₂ equiv.) resultan de una viabilidad económica muy frágil e incierta. Es necesario tener valores de CER del orden de 10 a 20 US\$ por tonelada para viabilizarlos (Ver hospitales en Tabla 2 y 4). Los resultados indican una tendencia regional según la cual los proyectos son más fácilmente viables en sitios de baja elevación y en un entorno energético y económico apropiado en el cual el combustible usado actualmente en la caldera sea costoso frente a un gas natural barato.

El potencial de cogeneración del sector industrial colombiano estimado en estudios previos es de 248 MW (potencial técnico) y 177 MW (potencial económico)¹⁰, mas cerca de 30 MW en el sector terciario de la economía. Estos potenciales fueron determinados bajo condiciones económicas que no son actualmente vigentes.

Tabla 2 Características técnica de los proyectos de cogeneración estudiados

	Tipo	Ciudad	Demanda Energía Eléctrica	Demanda Energía Térmica	Combustible		Potencia planta cogenerac	Energía generada
					Actual	Proyecto		
			kWh	MBtu			kW	kWh
1	Hotel 1	Bogotá	869,000	5,690	crudo de castilla	gas natural	137	801,146
2	Hotel 2	Barranquilla	869,000	5,690	combustóleo	gas natural	137	804,080
3	Hospital 1	Medellín	2,932,410	12,245	crudo de castilla	gas natural	478	2,805,478
4	Hospital 2	Barranquilla	2,932,410	12,245	combustóleo	gas natural	478	2,805,478
5	Hospital 3	Bogotá	2,163,720	20,020	crudo de castilla	gas natural	250	1,467,300
6	Hospital 4	Barranquilla	2,163,720	20,020	combustóleo	gas natural	250	1,467,300
			11,930,260	75,910				10,150,782

Tabla 3 Características económicas y emisiones de los proyectos de cogeneración estudiados (CER: 10 US\$/t)

	Tipo	Inversión en planta	Inversión otros	VPN	TIR	Actual	Proyecto	Reducción
		US\$	US\$	US\$	%	tCO2 eq./año	tCO2 eq./año	tCO2 eq./año
1	Hotel 1	213,377	41,049	-216,741		1,161	1,033	128
2	Hotel 2	147,594	37,760	-31,758	4.96	1,191	1,035	156
3	Hospital 1	432,892	52,024	24,313	8.85	3,243	2,088	1,155
4	Hospital 2	415,430	51,151	175,389	13.94	3,308	2,094	1,214
5	Hospital 3	275,117	44,256	90,868	12.57	3,458	2,854	604
6	Hospital 4	251,980	43,099	214,247	18.9	3,565	2,930	635
		1,736,390	269,339	256,318		15,926	12,034	3,892

El análisis anterior muestra que todo el paquete de **conversión de estos hoteles y hospitales es adicional.**

Sustitución de combustibles en industrias de la ciudad de Bogotá

En la zona central del país, la industria colombiana emplea el combustible denominado crudo de Castilla. Se trata de un combustible con propiedades caloríficas comparables a las del fuel oil pero con alto contenido de azufre, metales pesados y particulados. La sustitución de este combustible por gas natural sería ambientalmente benéfica para las ciudades industriales de Colombia.

El proyecto considera un grupo de empresas localizadas en Bogotá. Estas operan actualmente con crudo de Castilla y se pretende evaluar la posibilidad de sustituir este combustible por gas natural, con el objeto de reducir las emisiones de CO₂. Los consumos de crudo de Castilla se encuentran entre los 102,445 gal/mes y los 541,704 gal/mes y el consumo equivalente de gas natural sería de 440,936 m³/mes y 2,331,558 m³/mes, respectivamente. Los consumos de las empresas se pueden observar en la Tabla 4.

De acuerdo con la Línea Base se espera una reducción de emisiones de GEI para las doce empresas de 90.732 t/año de CO₂ equivalente. La reducción de emisiones en cada empresa depende de la cantidad de combustible sustituido, de tal forma que oscila entre 20.873 t/año para la primera empresa y 3.947 t/año para la última.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medibles están resumidas empresa por empresa en la Tabla 5. El reducido al año es de 90.732 tCO₂ equivalente.

El precio del crudo de Castilla es 2.87 US\$/MBtu y el del gas natural es 3.19 US\$/MBtu. Los costos de inversión inicial incluyen los costos de conversión de los equipos a gas natural y el costo de la tubería requerida. En la evaluación también se han tenido en cuenta los costos de ingeniería, desarrollo del proyecto (permisos y licencias), estudio de factibilidad y costos de entrenamientos y contingencias. Al igual que los costos de transacción de la fase de inversión y de la fase de operación, costos de operación y mantenimiento. La tarifa del CER se tomó como 22 US\$/t CO₂ equivalente. Los costos han sido tomados de la literatura técnica de proyectos realizados en el país.

La Tabla 4 muestra los consumos de combustibles actuales de las doce empresas, así como sus costos de transformación de crudo de Castilla a gas natural.

La Tabla 5 resume los resultados del análisis financiero para cada una de las empresas a través de los indicadores financieros apropiados. También se incluye para cada empresa el valor de las emisiones antes y después de la conversión a gas natural.

Todo este paquete de empresas a convertir a gas natural tiene los siguientes indicadores:

- Reducción de emisiones por millón de galones de crudo de Castilla: 38533 t CO₂ equiv.
- Inversión por t de CO₂ equiv. reducida: 17.46 US\$/tCO₂ equiv.
- Pérdida en VPN por reducción de emisiones: -6.2 US\$/tCO₂ equiv.

El análisis financiero realizado consideró venta de reducción de emisiones a razón de US\$22/t CO₂ equiv. reducida.

El análisis anterior muestra que todo el paquete de **conversión de estas industrias es adicional.**

Tabla 4 Consumo de combustibles y costos para conversión de doce empresas de crudo de Castilla a gas natural

Empresa No.	Consumo combustibles		Costos red Interna			Costos Inversión		
	Consumo base. Crudo de Castilla gl/mes	Consumo equiv. Gas natural m3/mes	Long m	Costo US\$	Costo US\$/m	Conversion US\$	Inversion planta US\$	Inversion otros US\$
1	541,704	2,331,558	300	27,692	92	153,846	181,538	12,557
2	308,772	1,328,990	100	9,231	92	30,769	40,000	5,480
3	215,422	927,203	650	35,231	54	358,974	394,205	23,190
4	213,029	916,900	80	7,385	92	76,923	84,308	7,695
5	181,433	780,911	261	31,722	122	102,564	134,286	10,194
6	165,444	712,092	150	13,846	92	51,282	65,128	6,736
7	138,828	597,531	300	23,077	77	61,538	84,615	7,711
8	137,631	592,379	70	3,051	44	92,308	95,359	8,248
9	123,509	531,596	200	8,718	44	143,590	152,308	11,095
10	123,509	531,596	150	15,385	103	61,538	76,923	7,326
11	102,924	442,997	250	12,821	51	41,026	53,846	6,172
12	102,445	440,936	80	3,487	44	102,564	106,051	8,783
	2,354,648	10,134,688		191,645		1,276,923	1,468,568	115,188

Tabla 5 Resumen financiero de la conversión de doce empresas de crudo de Castilla a gas natural

Empresa No.	Indices financieros			Emisiones		
	VPN	TIR	Periodo Repago	Actual	Proyecto	Reduccion
	US\$	(%)	(yr)	Ton CO2 eq/año	Ton CO2 eq/año	Ton CO2 eq/año
1	-26,445	5.6	9.4	76,685	55,812	20,873
2	47,503	22.2	4.2	43,711	31,813	11,898
3	-321,929	NA	>15	30,496	22,195	8,301
4	-4,087	7.3	8.5	30,157	21,948	8,209
5	-57,430	0.5	14.3	25,684	18,693	6,991
6	2,400	8.6	7.9	23,421	17,046	6,375
7	-18,479	4.5	10.1	19,653	14,303	5,350
8	-28,483	3.0	11.3	19,483	14,180	5,303
9	-91,284	NA	>15	17,484	12,725	4,759
10	-14,345	5.0	9.7	17,484	12,725	4,759
11	674	8.2	8.1	14,570	10,604	3,966
12	-48,036	0.0	15.0	14,502	10,555	3,947
	-559,941			333,331	242,599	90,732

Sistemas fotovoltaicos para comunidades rurales

El proyecto consiste de un sistema integrado que suministra energía eléctrica a una comunidad típica rural de Colombia en una zona apartada no interconectada⁹. La comunidad son 13 hogares, puesto de salud y una escuela rural. Se prestan a la comunidad los servicios de iluminación y radio, así como alumbrado público de 6 pm a 9 pm. Además se cuenta con un TV comunitario. El sistema suministra AC vía inversores por una minired eléctrica. El número de personas atendidas es de aproximadamente 120, incluyendo los escolares.

El proyecto típico se ha ubicado en el departamento del Vichada¹¹, en donde la radiación solar media anual es de 5.3 kWh/m². La potencia pico es de 2,750 Wp, la cual es suministrada por 55 módulos de 50Wp cada uno. De esta manera la energía renovable generada, después de tener en cuenta pérdidas, es de 4753 kWh.

De acuerdo con la Línea Base se espera una reducción de emisiones de GEI 5.98 t/año de CO₂ equiv. ya que el proyecto desplaza plantas a gasolina.

Los costos han sido tomados del proyecto realizado en Vichada¹¹. El VPN del proyecto es de US\$ -18550, evaluado a 15 años con una tasa de descuento del 8%. La TIR es 0.73%. Su periodo de repago es de 14.46 años. El costo de la energía generada resultó ser de 1.1 US\$/kWh. El precio de venta a corto plazo de la energía generada se supuso como 1 US\$/kWh y el precio asumido del CER fue de US\$20/t CO₂ equiv.

El proyecto no resulta viable en las condiciones del análisis. Los costos de generación se mantienen por encima de 1 US\$/kWh, siendo este el precio de venta a corto plazo.

Es importante notar que debido a la pequeña reducción de las emisiones logradas con el SFV, el ingreso por venta de CER a pesar de haberse colocado a US\$20/t no tiene significado alguno en la viabilidad del proyecto.

El análisis anterior muestra que la **utilización de sistemas fotovoltaicos es adicional.**

⁹ Se tomó el Vichada como un ejemplo ya que un sistema similar al descrito fue instalado en 1995 y se encuentra en operación desde esa época.

CONCLUSIONES

Las principales conclusiones de este estudio son:

- Dado que el MDL no está aun establecido, es necesario seguir muy de cerca las discusiones y la evolución que estas tomen.
- Es necesaria una definición y una metodología más precisa de la Línea Base.
- El escenario multiproyecto aquí desarrollado es una propuesta en esa dirección y tiene la ventaja de que es clara, verosímil y transparente.
- Los proyectos aquí formulados no agotan todas las posibilidades que ofrece el país.
- La viabilidad de los proyectos aquí considerados depende fuertemente del entorno económico local, de la estabilidad de los precios, de las condiciones climáticas y de las características de utilización de los equipos. Los ingresos por venta de CER u otros incentivos económicos resultan muy importantes para viabilizarlos.
- Los países como Colombia deben ver el MDL como una oportunidad para conseguir asistencia financiera para el desarrollo sostenible, transferencia de know-how.
- Para que Colombia pueda tener una ventaja competitiva frente a otras naciones debe promoverse un desarrollo institucional adecuado al igual que un mejoramiento de la capacidad nacional de formulación, evaluación, promoción, implementación, seguimiento y monitoreo de los proyectos.

AGRADECIMIENTOS

Los miembros del Grupo de Trabajo de Cambio Climático de la ACCEFYN agradecen al Ministerio de Medio Ambiente a través de su Oficina de Análisis Económico, a la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) del Ministerio de Minas y Energía y a la Asociación Nacional de Industriales (ANDI) por la valiosa información y cooperación prestada durante el desarrollo del trabajo. También expresan su gratitud a la GTZ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit - Sociedad Alemana de Cooperación Técnica) (H. Liptow, C. Maennling y Ch. Kaiser), por la cooperación, asistencia y soporte financiero. Esta gratitud también se hace extensiva a Drs. J. Fenhann y A. Villavicencio del Risø National Laboratory de Dinamarca, al Dr. M. Cames del Oeko Institut de Berlín y al Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy de Alemania. También se recibió valiosa información de J. Ellis de la OECD (Paris). A la ACCEFYN, en especial a los Profs. Dr. L.E. Mora O., Presidente y J.A. Lozano, Secretario Ejecutivo.

REFERENCIAS

- ¹ González, F. 1998: **Inventario Preliminar de Gases de Efecto Invernadero - Fuentes y sumideros: Colombia 1990**. ACCEFYN. Bogotá
- ² Rodríguez, H. y F. González. 2000: **Opciones para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia**. ACCEFYN. Bogotá
- ³ Ministerio del Medio Ambiente. 2000: Estudio de Estrategia Nacional para la Implementación del MDL en Colombia - Informe Final. MMA. Bogotá
- ⁴ Valentin, A., J.H. Spangenberg. 1999: Indicators for Sustainable Communities. Wuppertal Institut fuer Klimate, Umwelt und Energie. Wuppertal (Deutschland)
- ⁵ Herold, A. et.al. May 2000: Wood waste power plants in Zimbabwe as options for CDM. GTZ. Eschborn, Germany
- ⁶ UPME. 1999: **Plan de expansión referencia generación-transmisión 1998-2010**. UPME-MME. Bogotá
- ⁷ IPCC/OECD/IEA. 1996: Greenhouse Gas Inventory - Reference Manual. IPCC. Bracknell, U.K.
- ⁸ UPME. 1996: Potencial de Cogeneración del Sector Industrial de Colombia. AENE para UPME. Bogotá
- ⁹ UPME. 1998: Determinación del Potencial de Cogeneración en el Sector Terciario del país. AENE para UPME. Bogotá
- ¹⁰ UPME. 1997: **Potencial de Cogeneración en Colombia**. UPME. Bogotá
- ¹¹ INEA. 1996: "Sistema Fotovoltaico de La Venturosa". INEA. Bogotá. Colombia