



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

DOCUMENTO UPME Dem02/04

METODOLOGIA SIMPLIFICADA PARA EL CALCULO DE LA LINEA BASE PARA PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA

**GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES
INTERCONECTADA A LA RED**

Versión 1

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA

GRUPO DE DEMANDA

GRUPO DE GENERACIÓN

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

Elaboró: Subdirección de Planeación Energética

Av. 40ª #13-09 Ed. UGI Pisos 5,11 y 14

Tel. (+1) 2875334- Fax (+1) 2887419 / 5733321

Bogotá.

Colombia

Mayo de 2004

1 PRESENTACION

Además de ser un mecanismo de facilitación para el cumplimiento de las obligaciones de los países desarrollados (Anexo I) respecto de la reducción de Gases de Efecto Invernadero, uno de los propósitos principales del MDL es lograr un desarrollo sostenible en nuestros países (No Anexo I¹). En la actualidad en el mercado del carbono, hay fondos que promueven las actividades de proyectos de pequeña escala², porque reconocen allí una oportunidad por excelencia para remover la pobreza y generar condiciones de vida dignas para comunidades rurales en países en vía de desarrollo.

Para la formulación de Proyectos para el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), es necesario desarrollar la Línea Base específicas para cada proyecto, y procedimientos de Monitoreo y Verificación de la Reducción de las Emisiones que genera el Proyecto. Los costos asociados con las anteriores actividades en proyectos de pequeña escala pueden llegar a ser significativos y afectar la viabilidad económica de los mismos, desvirtuando así el propósito del MDL que es el desarrollo de proyectos que aseguren la reducción de emisiones.

La COP8 (Conferencia de las Partes) ha respondido a la preocupación internacional por esta problemática definiendo algunos tipos y categorías de proyectos que se pueden clasificar como Proyectos de Pequeña Escala. Para este tipo de proyectos se han definido Modalidades y Procedimientos Simplificados cuyo objetivo principal es reducir los costos de formulación de los proyectos así como de los de su registro ante el Executive Board de la UNFCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), el monitoreo y la verificación³.

La línea base debe ser establecida por los responsables del proyecto de conformidad con la reglamentación del MDL, de manera transparente y conservadora, específica para cada proyecto y teniendo en cuenta las políticas y circunstancias nacionales y/o sectoriales⁴. El cálculo de la reducción de emisiones de cada uno de estos proyectos depende fundamentalmente de la denominada la Línea Base (LB), la cual es el escenario de emisiones que ocurriría en ausencia del proyecto. Para los proyectos de generación de electricidad a pequeña escala con energías renovables en sistemas interconectados a la red nacional, la LB es la misma y por lo tanto es posible desarrollar una Línea Base Nacional, sobre la cual podrán basarse los promotores de cada proyecto.

Para disminuir los costos de transacción de las actividades de proyectos de pequeña escala, la Junta Ejecutiva del MDL ha simplificado las modalidades y procedimientos para su desarrollo. Es así como aprobó en su sexta sesión del 20 y 21 de enero del 2003 en Bonn - Alemania, el Apéndice B de las modalidades y procedimientos simplificados del Anexo II de la decisión 21/CP8⁵

¹ Artículo 12 del Protocolo de Kyoto de la Convención sobre Cambio Climático. Colombia es país no anexo I del Protocolo de Kyoto, el cual firmó y ratificó mediante la Ley 629 del 2000 y lo aceptó como instrumento de ratificación en Noviembre de 2001. También aprobó la Convención del Cambio Climático por medio de la Ley 164 de 1994 y es Parte desde junio de 1995.

² La Decisión 17/CP.7 en el párrafo 6, apartado c, incisos i), ii), y iii) describe tres tipos de actividades de proyectos de pequeña escala: de energía renovable hasta 15 MW, de mejoramiento de eficiencia energética que reduzcan hasta el equivalente a 15 Gwh por año, y otras actividades que reduzcan emisiones de gases efecto invernadero y emitan menos de 15.000 tCO₂e.

³ Decisión 21/CP.8

⁴ Ver Decisión 17/CP.7 párrafo 45.

⁵ <http://unfccc.int/resource/docs/spanish/cop8/cp807a03s.pdf> , documento FCCC/CP/2002/7/Add3, Anexo II Modalidades y procedimientos simplificados para las actividades de proyectos en pequeña escala del Mecanismo de Desarrollo Limpio, paginas 18 a 32.



Libertad y Orden

de la octava Conferencia de las partes celebrada en Nueva Delhi entre el 23 de octubre y el 1 de noviembre del 2002.

El Apéndice B, en su versión 02 del 2 de diciembre del 2003, contiene las metodologías de línea base y monitoreo y recomendaciones para determinar la frontera del proyecto y fugas para cada una de las catorce categorías de actividad de proyecto, las cuales han sido agrupadas de acuerdo a cada uno de los tres tipos de actividad de proyecto de pequeña escala. Las metodologías y la cantidad categorías se podrán incrementar en la medida que se presentan nuevas y sean aprobadas por la Junta Ejecutiva.



Libertad y Orden

2 ALCANCE DEL DOCUMENTO

El presente documento y sus resultados deberán ser utilizados en el marco de lo que se describe a continuación y atendiendo la normatividad del MDL que sea pertinente. Así mismo el coeficiente será calculado cada año hacia finales del mes de mayo,

Tipo de proyecto: La categoría I. D. comprende actividades de proyectos que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, con energías renovables tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz, eólica, geotérmica, y biomasa y que estén interconectados a la red. También se incluyen sistemas híbridos y de cogeneración, con las particularidades que indica el Apéndice B.

Modalidades y procedimientos: para que se les pueda aplicar a las actividades de proyecto, estas deben:

1. Cumplir los criterios de admisión, según sea el caso, de los tres tipos de actividades de proyectos descritos en la Decisión 17/CP.7 en el párrafo 6, apartado c, incisos i), ii), y iii), antes mencionados
2. Corresponder a una de las categorías descritas en el Apéndice B.
3. No ser componentes separados de una actividad de proyecto mayor.

Metodología de línea base: Podrá usarse siempre y cuando los responsables del proyecto demuestren a la entidad operacional que la actividad de proyecto no hubiera podido realizarse debido a la existencia de por lo menos una de las barreras de inversión, tecnología, prácticas predominantes y otras, descritas en el anexo A del Apéndice B en referencia. También se podrán proponer otras metodologías, las cuales deberán ser sometidas a consideración de la Junta Ejecutiva del MDL.

Validez del factor de emisión: el factor de emisión aquí descrito será válido hasta que haya información disponible para el año 2004⁶, una vez se disponga de la información para ese año, se podrá incluir la misma con el procedimiento descrito y recalculer el factor de emisión. Con el fin de asegurar información confiable y depurada sobre la generación de cada una de las plantas del sistema interconectado nacional.

Fuentes de Información: La información oficial de los sectores de minas y energía en Colombia es suministrada por la UPME, que está encargada por Ley del mantenimiento y publicación de dicha información a través del Sistema de Información Minero-Energético de Colombia SIMEC. La información primaria proviene de fuentes tales como el Centro Nacional de Despacho (CND), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y los agentes del mercado energético. La información empleada en la preparación del presente documento reposa en los archivos de la Unidad y sus fuentes primarias son:

⁶ La información oficial consolidada se tiene disponible en la UPME normalmente hacia finales del mes de mayo de cada año.



- **Parque de generación:**
 - Presente y Futuro: Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2003-2015, UPME
 - Histórico: Bases de Datos SIMEC, UPME.
- **Generación por planta:** Bases de datos UPME, Fuente primaria CND.
- **Heat Rates:** Reportes de los Agentes Generadores a la CREG para el cálculo del cargo por capacidad. Copia oficial en los archivos del SIMEC.
- **Coefficientes de emisión:** UPME con base en el estudio de consultoría: Asesoría para la Utilización del MDL en Proyectos de Reducción de GEI en el Sector Energético Colombiano, Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos, FECOC, UPME, julio de 2003.
- **Fecha de entrada en operación comercial:** Fecha reportada por los agentes generadores y el CND a la UPME cuando inician operación normal en el Mercado de Energía Mayorista. Boletín: “Seguimiento al Plan de Expansión”, UPME, publicación mensual.
- **Tamaño mínimo de plantas:** Para todas las plantas de generación se tomó una capacidad mínima de 5 MW, debido a que sólo a partir de esta capacidad la información es oportuna y confiable. Para plantas de menor capacidad, usualmente los agentes agregan la información enviada a la UPME.

3 LINEA BASE

3.1 METODOLOGIA

Documentos de referencia: para elaborar los cálculos descritos a continuación se tuvo como referencia el Apéndice B de la versión arriba mencionada, que incluye la enmienda⁷, realizada en el marco de la doceava reunión de la Junta Ejecutiva el 27 y 28 de noviembre del 2003.

Metodología: para todas las actividades de proyectos de la categoría I.D. “Generación de electricidad con fuentes renovables para sistemas interconectados” el cálculo de la línea base es la energía generada (kWh) multiplicada por un coeficiente de emisión. Para actividades de proyecto que incluya unidades de generación que empleen fuel oil o diesel la línea base será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.I. del párrafo 28 del Apéndice B.

Para las demás actividades de proyecto el párrafo 29⁸ del Apéndice B describe una metodología simplificada para calcular la línea base que son los kWh producidos por la unidad generadora

⁷ <http://cdm.unfccc.int/EB/Panels/Meetings/012/eb12repan2.pdf> ; Enmienda al Apéndice B de las modalidades y procedimientos simplificados para actividades de proyecto de pequeña escala.

⁸ “29. For all other systems, the baseline is the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kg CO₂equ/kWh) calculated in a transparent and conservative manner as:

- (a) The average of the “approximate operating margin” and the “build margin”, where:
 - (i) The “approximate operating margin” is the weighted average emissions (in kg CO₂equ/kWh) of all generating sources serving the system, excluding hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation;



multiplicada por un factor de emisión (medido en kg CO₂ equivalentes/kWh), calculado de manera transparente y conservadora como sigue:

- a) El promedio entre la “operación marginal aproximada” (AOM: Approximate Operating Margin) y la “construcción marginal” (BM: Build Margin) en donde:
- (i) La “operación marginal aproximada” es el promedio ponderado de las emisiones (en kg CO₂ equivalente/kWh) de todas las fuentes de generación que sirven al sistema, excluyendo hidro, geotérmicas, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y generación solar;
 - (ii) La “construcción marginal” es el promedio ponderado de las emisiones (en kg de CO₂ equivalente /kWh) de las adiciones recientes de capacidad al sistema, que son definidas como el valor más grande (en MWh) entre el más reciente (*) 20%** de las plantas existentes y las 5 plantas mas recientes.
(*) Información de generación disponible del año más reciente.
(**) Si el 20% cae en parte de la capacidad de una planta, esa planta es incluida en los cálculos.

O

- b) El promedio ponderado de las emisiones (en kg CO₂ equivalente /kWh) del parque de generación actual.

La versión del párrafo 29 del Apéndice B empleada, incluye la enmienda expedida por la Junta Ejecutiva el 27 y 28 de noviembre del 2003, en cuyo párrafo 4 aclara el inciso ii) del aparte a) del párrafo 29.

3.2 CALCULOS

Con base en lo anterior se procedió a realizar los siguientes cálculos:

Operación marginal aproximada: el factor de emisión ponderado se calcula como se describe mas adelante, en donde el peso de la ponderación esta dado por la energía generada (GWh) durante el periodo considerado, para ello se consideraron solo las plantas térmicas del sistema interconectado que operaron de 1995 al año 2003, periodo representativo para el sector ya que en 1995 inicia el sistema de regulación actual e incluye situaciones típicas desde punto de vista climatológico, económico y sectorial, como se describe a continuación

(ii) The “build margin” is the weighted average emissions (in kg CO₂equ/kWh) of recent capacity additions to the system, which capacity additions are defined as the greater (in MWh)* of most recent 20%** of existing plants or the 5 most recent plants.”;

* Generation data available for the most recent year.

** If 20% falls on part capacity of a plant, that plant is included in the calculation.

OR,

- (b) The weighted average emissions (in kg CO₂equ/kWh) of the current generation mix.



Las Leyes 142 (de servicios públicos) y 143 (Ley eléctrica) de 1994, son la base fundamental de las reformas acaecidas en los sectores de minas y energía en Colombia. En particular, la reorganización estatal del sector como ente regulador y supervisor, la creación del mercado de energía eléctrica y la iniciación de la privatización de los diferentes negocios del sector eléctrico. Estas reformas empezaron a ser operativas desde 1995.

Una de las principales características del sector eléctrico colombiano es la variabilidad de la hidrología, en especial por las sequías que ocurren cuando el fenómeno del Niño. En los períodos 1997-1998 y 2002-2003, se presentaron otros fenómenos secos que, debido a la disponibilidad real de las plantas térmicas, el sistema logró evitar, nuevos racionamientos.

Finalmente, en el período 1999 -2000 el país sufrió una crisis económica que impactó la demanda de electricidad al punto de observarse una caída cercana al -5%, lo cual se refleja de manera significativa en la generación del sistema.

Un período más corto puede comprometer la representatividad del factor de emisión por no incluir estos factores característicos del comportamiento del sistema interconectado nacional.

$$FEPO = \sum FE_{ij} * GWh_{ij} / \sum GWh_{ij}$$

Donde:

FEPO = Factor de Emisión Ponderado de Operación Marginal

FE_{ij} = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año j

i= subíndice para al designación de plantas térmicas del parque que operaron en determinado año

j= subíndice para designar el año que va de 1995 a 2003

El factor de emisión de cada planta térmica para cada año, FE_{ij} , fue calculado de la siguiente manera:

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde

FE_{ij} = factor de emisión (en ton CO_2 / MWh) de la planta i en el año j

CE_{ik} = Coeficiente de emisiones de CO_2 del combustible k en la planta i, en ton CO_2 /GJ

HR_{ij} = Heat rate de la planta i para el año j, en BTU / kWh

FC = Factor de conversión de unidades

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la operación marginal, FEPO para el periodo 1995 – 2003, fue 0.660 kg CO_2e / kWh.

Construcción marginal: el factor de emisión ponderado se calcula como se describe mas adelante, en donde el peso de la ponderación esta dado por la energía generada por todo el parque de generación (hidro y térmico) de sistema interconectado durante el año 2003.

Para ello primero se calculó la energía generada (en GWh) del 20% de las plantas mas recientes así:

1. Se calculó el 20% del total de la energía generada en el año 2003 (el año más reciente con información): energía generada en el 2003 fue 47,078 GWh y el 20% son 9,416 GWh.
2. Se ordenaron las plantas empezando por las mas recientemente construidas y se sumó la energía generada por cada planta en año 2003, de tal que el total diera un valor igual o apenas



superior 9,416 GWh y que incluyera una planta completa para efectos del calculo, tal como lo pide la metodología.

Plantas Construidas 20% del total GWh 2003					
FECHA INGRESO COMERCIAL	CENTRAL GENERADORA	CAPACIDAD NOMINAL MW	Ton CO2	GWh	Factor de emisión Ton CO2/GWh
15-Aug-2003	Ingenio Risaralda	5.5	0	6	0
1-Dec-2002	Miel I (8)	396	0	1,227	0
29-Jun-2001	Porce ii	405	0	1,572	0
27-Jan-2001	Termosierrab	460	65,737	178	370
30-Nov-2000	Termocentro 1 cc	285	48,947	119	410
13-Jul-2000	Termocandelaria 2	150	21,487	37	578
16-Jun-2000	Urrá	331	0	1,332	0
3-Jun-2000	Termocandelaria 1	150	4,197	7	574
13-Mar-2000	Rio Piedras	19.4	0	126	0
1-Jan-2000	Incauca	20	50,136	91	553
16-Jul-1999	Termoemcali	231	9,869	25	396
7-Jan-1999	Paipa 4	150	1,046,576	1,063	985
17-Dec-1998	Termovalle	203	9,076	23	395
20-Oct-1998	Tebsa	750	1,601,473	3,906	410
	Total		2,857,498	9,712	
				Promedio Ponderado	294.2
	Total generado 2003		100%	47,078GWh	
			20%	9,416GWh	

Ahora la energía generada por las últimas 5 plantas instaladas se calculó así:

1. Se ordenaron las plantas empezando por las más recientemente construidas y entradas en funcionamiento y se sumo la energía generada en el 2003 de las 5 mas recientes.

El resultado fue:



CINCO ULTIMAS PLANTAS					
FECHA INGRESO COMERCIAL	CENTRAL GENERADORA	CAPACIDAD NOMINAL MW	Datos 2003		Factor de emisión Ton CO2/GWh
			Ton C02	GWh	
Aug-03	Ingenio Risaralda	5.5	0	5.53	0
Dec-02	Miel I (8)	396.0	0	1,227.12	0
Jun-01	Porce ii	405.0	0	1,572.26	0
Jan-01	Termosierab	460.0	65,737	177.86	370
Nov-00	Termocentro 1 cc	285.0	48,947	119.36	410
	Total		114,685	3,102	

Con base en lo anterior y de conformidad con el aparte (a) (ii) del párrafo 29 del Apéndice B, se tomó el grupo de plantas con más energía generada, o sea el 20% de las plantas más recientes y para ese grupo se calculó el factor de emisión ponderado así:

$$FEPC = \sum FE_{ij} * GWh_{ij} / \sum GWh_{ij}$$

Donde:

FEPC = Factor de Emisión Ponderado de Construcción Marginal

FE_{ij} = Factor de Emisión de la Planta Térmica i en el año 2003

i = subíndice para al designación de plantas térmicas del parque que operaron en determinado año

j = subíndice para designar el año 2003

El factor de emisión de cada planta para el año 2003, FE_{ij}, fue calculado de la siguiente manera:

$$FE_{ij} = HR_{ij} * CE_{ik} * FC$$

Donde

FE_{ij} = factor de emisión (en ton CO₂ / MWh) de la planta i en el año j

CE_{ik} = Coeficiente de emisiones de CO₂ del combustible k en la planta i, en ton CO₂/GJ

HR_{ij} = Heat rate de la planta i para el año j, en BTU / kWh

FC = Factor de conversión de unidades

Con base en lo anterior, el factor de emisión ponderado para la construcción marginal, FEPO, fue 0.294 kg CO₂e/ kWh.

29.a) Promedio entre Operación Marginal y Construcción Marginal: como resultado del método descrito en el aparte a) del párrafo 29 y con base en los respectivos valores de operación y construcción marginal, 0.660 y 0.294 kg CO₂/ kWh, se tomó el promedio aritmético para obtener **0.477 kg CO₂/ kWh** como valor de línea base para el presente año.



Libertad y Orden

Como se mencionó en el párrafo 3.2 una de las principales características del sector eléctrico colombiano es la vulnerabilidad desprendida de la variable hidrológica, en especial cuando se presentan graves sequías que acompañan al fenómeno del Niño. Debido a este fenómeno en los años 1992-1993 el país afrontó un racionamiento de electricidad que llegó a ser del 25% de la demanda y que ocasionó incalculables pérdidas económicas y afectó de manera significativa la salud y el bienestar de los colombianos. Este racionamiento, junto con el proceso de apertura económica, impulsaron las reformas en el sector eléctrico colombiano.

Como uno de los resultados de estas reformas, la planeación de la expansión del sector eléctrico introdujo como criterios los de robustez y confiabilidad del sistema, y la normatividad introdujo conceptos como el Cargo por Capacidad, que incentivó a los agentes privados a que optaran por expansión con base en plantas térmicas disminuyendo los peligros ocasionados por los eventos hidrológicos críticos como el del fenómeno del Niño, tal como se demostró durante los veranos 1997-1998 y 2002-2003.

Una de las decisiones de mayor importancia derivadas de la reforma del sector eléctrico, es la de retirar gradualmente al Estado como inversionista del sistema, respetando las decisiones ya tomadas. Es así como la decisión de construir las hidroeléctricas Miel y Urrá fue tomada con anterioridad a las reformas.

En cuanto a la expansión del sistema, antes del 2010 no se prevén la entrada comercial de plantas de generación hidráulicas importantes. Este tipo de plantas requieren mayor inversión, más tiempo de construcción y en general son percibidas por los agentes como de mayor riesgo. Frente a una demanda creciente, la expansión se hará con un significativo aporte de nuevas plantas térmicas y/o con aumento en la participación de la energía generada con este tipo de plantas, lo cual hará que el factor de emisión del sistema pueda ir en aumento. Esto muestra, que aún siendo el actual parque de generación mayoritariamente hídrico, en el largo plazo esta composición continuará variando hacia una mayor participación de las plantas térmicas, por lo tanto un factor de emisión ex-ante calculado con la metodología 29 b) no captura esta tendencia que viene de años anteriores.

Por estas razones la metodología 29 a) empleada para el cálculo de la línea base, que considera la operación marginal y la construcción marginal durante un periodo histórico, representa de manera más real la dinámica en el largo plazo del sistema eléctrico colombiano.

4 CONCLUSIONES

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta que el factor de emisión calculado de conformidad con el aparte a) del párrafo 29 considera un periodo de tiempo más representativo de manera discrecional se puede usar el factor de emisión de 0.477 kg CO₂ e/ kWh, para el cálculo de la línea base de las actividades de proyectos de pequeña



Libertad y Orden

escala que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, con energías renovables tales como fotovoltaica, hidroeléctrica, mareomotriz, eólica, geotérmica, y biomasa, que estén interconectados a la red, siempre que no incluyan actividades de proyecto que tengan unidades de generación que empleen fuel oil o diesel, en cuyo caso la línea base será la energía anual generada (kWh) por el coeficiente de emisión de una unidad de generación diesel moderna, descrito en la tabla I.D.I.; y de conformidad con los párrafos 23 a 29 inclusive del Apéndice B.

Finalmente, dado el dinamismo que tienen estas modalidades y procedimientos simplificados y que puede haber nuevas metodologías aprobadas y categorías de proyectos, se recomienda revisar el website oficial de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático⁹ y dentro de ese website lo correspondiente al Mecanismo de Desarrollo Limpio¹⁰ y el procedimiento general descrito allí¹¹ para desarrollar actividades de proyecto de pequeña escala.

⁹ <http://unfccc.int/>

¹⁰ <http://cdm.unfccc.int/>

¹¹ <http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/index.html>