



United Nations Climate Change
Clean Development Mechanism



BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA

Centro Regional de Colaboración Bogotá

Colaboración entre CMNUCC y CAF

Teléfono: (571) 743-7328

Skype: rcc.bogota

Bogotá -Colombia

Email: rccbogota@unfccc.int

URL:

<http://cdm.unfccc.int/stakeholder/rcc/index.html>

Línea base estandarizada para el sector eléctrico

Este documento muestra cómo desarrollar una línea base estandarizada para el sector eléctrico de acuerdo a las guías para establecer líneas bases estandarizadas para un sector específico. Esta línea base estandarizada permitirá: (1) demostrar la adicionalidad, (2) identificar la línea base por omisión y/o (3) establecer un factor de emisión de línea base. La línea base estandarizada se debe utilizar conjuntamente con la metodología ACM002: Generación de electricidad a partir de fuentes renovables de energía conectadas a una red de distribución eléctrica.

1er paso: Identificar el o los países anfitriones, sectores, productos y medidas

País: País en cuestión

Sector: Sector eléctrico

Producto: Generación de electricidad neta (GWh)

Medida: Cambio de tecnología con o sin cambio de fuentes de energía (incluyendo el mejoramiento de la eficiencia energética).

La compañía de energía del país en cuestión ha proporcionado datos de la red para establecer la línea base estandarizada como la siguiente tabla muestra:

Glosario:

1. Línea base estandarizada (LBE): La LBE permite calcular una línea base una sola vez para todo un sector económico en lugar de calcularlo por separado para cada actividad del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Una vez que se aprueba la LBE, los Participantes del Proyecto (PPs) pueden aplicar esta línea base.

2. Medida:

Una clase de actividades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con características comunes. Hay cuatro tipos de medidas:

(i) el cambio de combustible y de materias primas – De carbón a gas natural;

(ii) cambio de tecnología con o sin cambio de fuente de energía- De planta de diesel a Central Hidroeléctrica;

(iii) destrucción de metano – Quema en rellenos sanitarios;

(iv) evitar la formación de metano - Compostaje.

3. Producto (Oi):

Un bien o servicio con propiedades y áreas de aplicación comparables. Por ejemplo, la cantidad de electricidad producida al año (MWh/año)

4. Ya = Porcentaje acumulado de producto Oi del sector para determinar la adicionalidad.

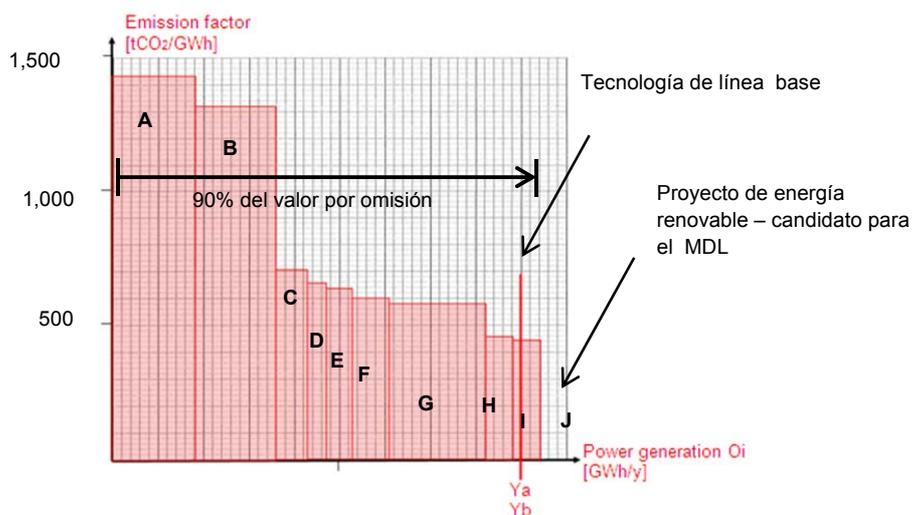
5. Yb = Porcentaje acumulado de producto Oi para el sector para determinar la línea base.

Planta	Tecnologías de generación eléctrica en orden descendiente por la intensidad del carbono	Capacidad	Por omisión el Factor de Emisión según el IPCC CO ₂	Capacidad de Generación	Emisiones	Factor de Emisión
		MW	tCO ₂ /TJ	GWh/año	tCO ₂ /año	tCO ₂ /GWh
A	Carbón	25	94,6	186	264,147	1 419,0
B	Carbón	25	94,6	186	243,828	1 309,8
B	Generador Diesel	8	74,1	63	44,277	702,0
D	Generador Diesel	5	74,1	37	23,938	650,6
E	Turbina de Gas Natural	12	56,1	44	27,864	631,1
F	Turbina de Gas Natural	16	56,1	98	58,279	594,0
G	Turbina de Gas Natural	30	56,1	210	121,314	577,0
H	Motor a Base de Gas Natural	8	56,1	62	27,678	448,8
I	Motor a Base de Gas Natural	6	56,1	44	19,153	439,0
J	Solar Fotovoltaica	8	0	70	-	-
	Total	-	-	1 000	-	-

(*) CRC Bogotá agradece la colaboración de Cuba Energía y UNEP-DTU en la preparación de este folleto.

2do paso: Establecer el criterio de adicionalidad para las medidas identificadas

En el párrafo 26 de la guía, el porcentaje acumulado de la producción O_i (1,000 GWh/año), por tipo de tecnologías, aparece en orden descendente de acuerdo a la intensidad de emisión de carbono de las tecnologías. Como resultado de esto obtendremos el siguiente gráfico:



De acuerdo al apéndice I de las directrices, se establece Y_a al 90% de producción (O_i) acumulada del sector. Por consiguiente, $Y_a = 1,000 * 90\% = 900$ GWh/año. El apéndice I también brinda un valor para tres años de la frecuencia de actualizaciones y los tres años más recientes para la muestra de datos.

Para ser consideradas adicionales, las tecnologías necesitan (1) emitir menos de 439 tCO₂/GWh (por ejemplo en energía renovable), (2) ser menos atractivas comercialmente, (3) ser voluntaria de acuerdo a una regulación nacional o local, y (4) considerar las aclaraciones relevantes de la junta ejecutiva del MDL.

3er paso: Identificar la línea base de las medidas

De acuerdo al apéndice I, se establece Y_b al 90% de la producción acumulada del sector. Por tanto, $Y_b = 1,000 * 90\% = 900$ GWh/año. La línea base se considera para un motor de gas natural. Se puede calcular la reducción de emisiones de las actividades MDL que reemplazan la energía de la red (por ejemplo por un parque eólico) haciendo referencia a esta línea base.

4to paso: Establecer un factor de emisión de línea base

Al aplicar las directrices, el factor de emisión de línea base considerado para el sector ($Y_b\%$) sería 439 tCO₂/GWh. Las actividades MDL que reemplacen electricidad de la red (por ejemplo un parque eólico) pueden calcular las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs o CERs en inglés) sobre la base de la diferencia entre el factor de emisión de la red eléctrica (439 tCO₂/GWh) y el factor de emisión de la actividad, multiplicado por la cantidad de electricidad producida.

Para más detalles:

https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/index.html

Guía versión 2 (EB 65):

https://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/meth/meth_guid42.pdf