



GERENCIA PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES Y MEDIO AMBIENTE



**CALCULO DEL FACTOR DE
EMISIONES DE CO₂ DEL
SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO
2007**

Autores :

MSc. Ing. Claudia Cabal
Ing. Fernando Fontana
Cr. Enrique García Pini
MSc. Ec. Ximena García de Soria
Lic. Ricardo Kramer

Junio 2008
Versión 03



INDICE

1.	<i>ALCANCE</i>	3
2.	<i>OBJETIVO</i>	3
3.	<i>METODOLOGÍA</i>	3
4.	<i>CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO</i>	4
5.	<i>TRATAMIENTO DE LAS IMPORTACIONES PARA EL CÁLCULO</i>	5
6.	<i>EXPANSION DEL PARQUE GENERADOR</i>	5
7.	<i>INFORMACIÓN ENERGÉTICA UTILIZADA</i>	6
8.	<i>CALCULO DEL MARGEN OPERATIVO (Operating Margin)</i>	6
9.	<i>CALCULO DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (Build Margin)</i>	7
10.	<i>ANEXOS</i>	8
11.	<i>REFERENCIAS</i>	9
12.	<i>ANEXO : ESTIMACIÓN DEL DESARROLLO DE POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN URUGUAY. RESUMEN DE RESULTADOS DE ESTUDIOS REALIZADOS.</i>	10



1. ALCANCE

El presente documento es oficial de UTE y ha sido elaborado en la Unidad de Gestión Ambiental para ser presentado ante la Junta Ejecutiva del MDL, con el único propósito de registrar el proyecto de un parque eólico de 10 MW. Para el cálculo del factor de emisiones del sistema eléctrico uruguayo se ha utilizado la Metodología de Naciones Unidas presentada en el Anexo 12 “Methodological Tool” (Versión 01) denominada “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. UTE no asume ninguna responsabilidad por el uso de la información contenida en este documento por parte de terceros.

2. OBJETIVO

Para poder presentar proyectos del sector eléctrico ante el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) (acuerdo suscrito en el Protocolo de Kyoto, establecido en su artículo 12) donde se pueden reducir emisiones al medioambiente, se requiere calcular la cantidad de toneladas CO₂ producidas por MWh de energía eléctrica generado.

Los cálculos para el sistema eléctrico uruguayo se han realizado, siguiendo la Metodología de Naciones Unidas AMS I-D (Small Scales CDM Methodologies, “Grid connected renewable electricity generation”, en adelante la “Metodología”) y recurriendo al “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (en adelante la “Herramienta”) citado en la página 2 de la citada metodología. Ambas han sido aprobadas por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos MDL.

El factor que surge de los cálculos que se detalla a continuación puede ser utilizado en proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, etc.) conectados a al sistema eléctrico uruguayo o en aquellos proyectos donde se reduzca el consumo de energía eléctrica del sistema eléctrico uruguayo, como es el caso de los proyectos de eficiencia energética.

3. METODOLOGÍA

La metodología mencionada tiene una descripción de los métodos a partir de los cuales se pueden obtener el factor de emisión (EF) de la línea base, como combinación de dos factores de emisión, el Margen Operativo (“Operating Margin OM”) y el Margen de Construcción (“Build Margin BM”).



El Margen Operativo (“Operating Margin”) permite estimar el factor de emisiones de los generadores que hubieran operado en lugar del proyecto MDL propuesto.

El Margen de Construcción (“Build Margin”) permite estimar el factor de emisiones de los generadores que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto MDL propuesto.

El factor de emisión de la línea base para el sistema eléctrico surge como un valor ponderado a partir de dos coeficientes de ponderación (pagina 15 de la Metodología “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

donde:

- EF_y : factor de emisión ponderado para el año “y”.
- $EF_{OM,y}$: factor de emisión del Margen Operativo para el año “y”.
- $EF_{BM,y}$: factor de emisión del Margen de Construcción para el año “y”.
- w_{OM} : factor de ponderación del Margen de Operación.
- w_{BM} : factor de ponderación del Margen de Construcción.

Los factores de ponderación por defecto toman el valor w_{OM} y $w_{BM} = 0,5$, y en particular para los proyectos de generación de energía eólica y solar toman los valores $w_{OM} = 0,75$ y $w_{BM} = 0,25$.

4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTICO URUGUAYO

Cuenta con centrales de generación hidráulicas y térmicas, con una potencia total instalada de 2.351 MW, de los cuales 1.538 MW corresponden a las centrales hidráulicas y 813 MW a las centrales térmicas que operan actualmente con fueloil y gasoil.

Uruguay está interconectado con Argentina en Salto Grande a través de dos líneas de 500kV de tensión pertenecientes al sistema CTM – Salto Grande, capaces de transmitir una potencia del orden de 2.000 MW. También está conectado con Brasil en Rivera – Livramento en 150 kV de tensión, a través de una convertora de frecuencia de 72 MW de potencia.

El pico máximo de potencia del sistema eléctrico uruguayo del año 2007 fue de 1.654 MW. Por lo tanto, el sistema puede abastecer su demanda con generación hidráulica solamente, hidráulica y térmica o generación hidráulica, térmica e importación, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad de cada año en particular.

A continuación se presentan los GWh generados en los últimos cinco años:



Cuadro 1 – Generación en GWh

Año	Hidráulica	Térmica	Importación	Total
2001	7.969	15	123	8.107
2002	7.108	26	559	7.693
2003	7.526	7	434	7.967
2004	4.676	1.077	2.347	8.100
2005	6.026	913	1.585	8.524
2006	3.501	1.877	2.833	8.211
2007	7.515	1.187	789	9.491
Promedio	6.332	729	1.239	8.299

Fuente: UTE en Cifras

Cuadro 2 – Generación anual promedio en porcentaje

Hidráulica	Térmica	Importación
76,5%	8,6%	14,9%

Como se puede apreciar en los cuadros anteriores, las importaciones de energía en los últimos tres años son significativas para el abastecimiento de la demanda y siempre son provenientes de centrales de generación térmica tanto de Argentina como de Brasil, porque en el sistema eléctrico argentino marginan siempre los generadores térmicos (ver como referencia el informe de la Secretaría de Energía Argentina para el cálculo de emisiones) y en el sistema eléctrico brasileño si bien no marginan las centrales térmicas cuando exportan energía utilizan centrales térmicas que no utilizan para el abastecimiento de su demanda.

5. TRATAMIENTO DE LAS IMPORTACIONES PARA EL CÁLCULO

Las importaciones de energía eléctrica desde Argentina y Brasil se han incluido en la energía de generación para el cálculo del factor de emisión como lo indica la Metodología “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (en adelante “la Metodología”) en la página 12, sin considerar las emisiones asociadas (página 3 de la Metodología).

6. EXPANSION DEL PARQUE GENERADOR

Se han realizado estudios por empresas consultoras contratadas que demuestran que la expansión del sistema hidráulico en gran escala está agotada porque requiere de un nivel de inversión que no resulta rentable comparado con otras alternativas de inversión en generación. Se adjuntan en anexo un compendio de dichos estudios.



7. INFORMACIÓN ENERGÉTICA UTILIZADA

Para los cálculos se utilizó la información proporcionada por el Despacho Nacional de cargas de Uruguay que es el Operador de la Red, con la información diaria horaria del despacho económico de generación del sistema eléctrico uruguayo, incluyendo las importaciones de energía eléctrica desde Argentina y Brasil con factor de emisión cero.

8. CALCULO DEL MARGEN OPERATIVO (Operating Margin)

De las metodologías propuestas para el cálculo del Margen Operativo OM se adopta la metodología "Dispatch data análisis OM" descrita en la opción (c) de la página 10 que se basa en los generadores despachados en el margen en cada hora donde el proyecto desplaza energía cubriendo el 10% de la energía despachada en el margen. Esto requiere de un monitoreo anual.

Se consideraron para este cálculo los valores históricos de los despachos del período comprendido entre los años 2001 y 2007.

Para la realización de los cálculos se consideran generadores de bajo costo (low-cost) las máquinas de generación hidráulica, eólica, solar y biomasa.

Para determinar la energía despachada en cada hora, tal cual lo establece la Metodología, se tiene en cuenta el costo en el margen, es decir que se considera el "orden de mérito" de las centrales de generación. Por orden de mérito se entiende el ordenamiento de las centrales de generación en función de su costo variable instantáneo, tomando primero las máquinas de menor costo variable.

Central de generación	Costo variable U\$\$/MWh
5ta	132,45
6xta	135,86
Sala B	175,06
Punta del Tigre	199,94
CTR	246,09 (CTR1) y 247,33 (CTR2)
Maldonado	333,55

El **costo variable** es el que paga UTE por MWh producido. De esta forma, los generadores se ordenan en virtud de sus costos actuales y no de los futuros. De esta forma se tienen en cuenta sus emisiones y costos presentes que se ajusta a los requerimientos de la metodología propuesta.

El costo variable de las centrales hidráulicas es de cero. Los costos variables detallados en el cuadro anterior son a marzo del 2008 y se calcularon tomando como base los precios promedio del combustible de ANCAP en el mes de febrero de 2008.



La importación de energía proviene mayoritariamente desde Argentina a través del Contrato de 150 MW con CEMSA vigente hasta el 31 de octubre de 2009. El costo variable del contrato cuando es convocado es del orden de 60 U\$S/MWh y proviene fundamentalmente de centrales que generan a partir de gas natural. Este costo variable de generación es inferior al de la máquina térmica de menor costo del parque de generación uruguayo. La potencia de dichos contratos es no firme y se suministra a Uruguay siempre y cuando Argentina no tenga problemas de abastecimiento. Existen también intercambios ocasionales en modalidad contingente con un precio variable de fueloil que en muchos casos permite sustituir la 5ta. y 6ta. unidades de generación térmica. De esta forma, la importación quedaría ubicada dentro del orden de mérito de los generadores entre los generadores hidráulicos y los térmicos, como se verá más adelante.

De acuerdo a las consideraciones anteriores, el orden de mérito resultante es el siguiente, ordenadas de menor a mayor costo variable de generación:

- CTM
- Palmar
- Bonete
- Baygorria
- Importación
- 5ta
- 6xta
- Sala B
- PTI
- CTR
- Maldonado

El orden de mérito de las centrales hidroeléctricas, todas con costo variable y emisiones nulas, se justifica de la siguiente manera : CTM (Salto Grande) se despacha primero cuando hay disponibilidad de agua, porque tiene un embalse de agua pequeño comparado con el de Terra, luego sigue PALMAR en segundo lugar que tiene un embalse propio sumado al aporte del Río Yi. En tercer lugar tenemos a BONETE (Terra) que tiene el embalse de agua más importante y cuyo despacho a su vez está relacionado con el de BAYGORRIA, ya que esta última tiene un embalse de agua pero también utiliza el agua que se turbinan en Terra.

9. CALCULO DEL MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (Build Margin)

De los métodos propuestos se adoptó la opción (a) de la página 13 que calcula este factor basado en las centrales de generación agregadas al sistema eléctrico uruguayo que han sido construidas más recientemente. En los últimos 20 años se construyeron dos nuevas centrales térmicas de generación, Punta del Tigre en 2006 y la Central Térmica de Respaldo en 1991). Se consideraron estas dos centrales porque la Central de Punta del Tigre entró en servicio a



mediados del año 2006 y la Central Térmica de Respaldo estuvo disponible durante todo el período evaluado. Este valor se calcula para el último año disponible. Los valores detallados del cálculo se presentan en el Anexo.

10. ANEXOS

ANEXO 1 - Cálculo del Margen de Operación OM (Operating Margin) por Análisis de Datos de Despacho

Metodología “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”: Incluye energía de Importación sin considerar las emisiones asociadas a la misma.

Generación (GWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	7.969	7.108	7.526	4.676	6.026	3.501	7.515
Térmica	15	26	7	1.077	913	1.877	1.187
Importación	123	559	434	2.347	1.585	2.833	789
Total	8.107	7.693	7.967	8.100	8.524	8.211	9.491
Emisiones de CO ₂ (tCO ₂)	531	5.372	166	169.180	213.382	598.600	375.062
Margen de Operación (tCO ₂ /MWh)	0,02	0,013	0,001	0,373	0,464	0,873	0,510
Promedio (tCO ₂ /MWh)	0,319						

ANEXO 2 - Cálculo del Margen de Construcción BM (Build Margin) por Análisis de Datos de Despacho

Metodología “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”: Incluye energía de Importación pero no las emisiones asociadas.

Generación (GWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	7.969	7.108	7.526	4.676	6.026	3.501	7.515
Térmica	15	26	7	1.077	913	1.877	1.187
Importación	123	559	434	2.347	1.585	2.833	789
Total	8.107	7.693	7.967	8.100	8.524	8.211	9.491
Margen de Construcción (tCO ₂ /MWh)	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,830	0,719
Promedio (tCO ₂ /MWh)	0,830						



ANEXO 3 – Factor de emisiones por central térmica de generación

Generador	Combustible	tCO ₂ /MWh
PTI	gasoil	0,677
CTR	gasoil	0,852
Maldonado	gasoil	1,129
Central Batlle U6	fueloil	0,867
Central Batlle U5	fueloil	0,836
Central Batlle SB	fueloil	1,118

Fuente: Unidad de Gestión Ambiental de UTE, marzo 2008

ANEXO 4 – Factor de emisiones promedio ponderado del sistema eléctrico (tCO₂/MWh)

Metodología	OM	BM	FE ($w_{OM} = w_{BM} = 0,5$)	FE ($w_{OM} = 0,75$ y $w_{BM} = 0,25$)
AMS I-D	0,319	0,830	0,575	0,447

11. REFERENCIAS

- Sitio web de UTE: Costos variables de generación térmica.
- Unidad de Gestión Ambiental de UTE: Factores de emisiones de centrales térmicas.
- Despacho Nacional de Cargas: Datos de despacho diarios-horarios de generación del sistema eléctrico uruguayo e interconexión.
- Despacho Nacional de Cargas: Costo de importación de energía.
- Generación de área de Generación: Explotación de los recursos hidráulicos en gran escala.

12. ANEXO : ESTIMACIÓN DEL DESARROLLO DE POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN URUGUAY. RESUMEN DE RESULTADOS DE ESTUDIOS REALIZADOS.

Con relación al desarrollo de nuevos emprendimientos hidroeléctricos se han realizado además de evaluaciones internas periódicas, estudios específicos por consultoras externas en diferentes instancias, los que proporcionan, analizados en su conjunto, el escenario de posibilidades técnicas, que nuestro país dispone actualmente.

Los estudios referidos son básicamente los siguientes:

- “Estudio del equipamiento del sistema eléctrico nacional hasta el año 2000” (Lahmeyer Internacional, Octubre 1980).
- “Estudio para la instalación de microturbinas en zonas alejadas de la red eléctrica nacional” (Universidad de la República, Junio 1993).
- “Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra. Informe sobre la factibilidad y el costo de una quinta unidad adicional” (Merz and McLellan, Febrero 1996).
- “Río Yaguarón. Reevaluación del uso múltiple de la presa de Talavera” (Oderbrecht, Junio 2003).

El resumen de los datos más relevantes de los proyectos analizados, se presenta en el cuadro siguiente:

Proyectos evaluados		Potencia instalada MW		Costos iniciales (1980) en MU\$S			Costos actualizados (*) en MU\$S	Costo unitario en U\$S/Kw
		FS = 1,5	FS = 2,5	FS = 1,5	FS = 2,0	FS = 2,5	FS = 1,5 / 2,0	
Rincon de Gonzalez	(Rio Negro)	79	153	361		413	578	7311
Paso Pereira	(Rio Negro)	21	35	153		169	245	11657
Villa Darwin	(Rio Negro)	70			168		269	3840
Cerro de los Cuervos	(Ao. Cufiapirú)	13	21	93		96	149	11446
Arapey	(Rio Arapey)	11	19	63		75	101	9164
Barras de Soto	(Rio Queguay)	28	46	89		103	142	5086
Cerro de la Bolsa	(Rio Olimar)	11	18	56		59	90	8145
Sierra del Tigre	(Rio Cebollati)	9	16	87		92	139	15467
Porongos	(Rio Yi)	40	67	100		121	160	4000
Paso Centurion (Binacional) (**)	(Rio Yaguaron)	23						
Paso Talavera (Binacional) (**)	(Rio Yaguaron)	10					58 (***)	5800
Gabriel Terra II	(Rio Negro)	42		40			67	1595
Paso Severino	(Rio Sta. Lucía Chico)	3						
Total:		360	523					
FS corresponde al factor de sobreequipamiento de la central.								
(*) El factor de actualización de costos se estimo en aproximadamente 1,6.								
(**) Información obtenida del proyecto Oderbrecht.								
(***) Valor al año 2002								

Puede observarse que, en consecuencia, el potencial hidroeléctrico nacional se sitúa en el orden de 360 MW.

Sin embargo, de estos proyectos, solamente los emprendimientos de Terra II (esto es la instalación de la quinta unidad adicional) y el de Paso



Severino, se han evaluado como económicamente factibles. Esto se desprende del hecho, observable en el cuadro precedente, que los costos de instalación superan para los restantes casos un límite superior de 3000 U\$S/ kW instalado, que puede considerarse ya como un monto elevado de referencia internacional para esta clase de emprendimientos.

En cuanto a los microaprovechamientos, entendiendo por tales a aquellos comprendidos en el rango inferior a 10 MW, de acuerdo al estudio referido al comienzo, se localizaron 100 emplazamientos posibles, en una primera estimación de viabilidad. Cabe destacar que el estudio aplicó una metodología de cálculo muy primario, a partir de un mínimo de información de campo, y básicamente derivada del análisis de cartas topográficas. Los sitios fueron clasificados de acuerdo a la potencia instalada y el volumen de obra civil previsible, en este marco de estimaciones. La obra civil está básicamente condicionada por la longitud del cierre y la altura del terraplén del dique de tierra, que constituye la opción más económica. Se observó que para la topografía predominante en nuestro territorio, penillanuras de escasa pendiente, los cierres mediante diques exigen longitudes importantes; a su vez, teniendo en cuenta la variabilidad del régimen de caudales, que puede llegar a ser del orden de 40 a 1, como relación entre el caudal máximo y el medio, las alturas de las obras deben ser también significativas, de manera de garantizar los volúmenes de laminación de crecidas. Esto implica elevados costos directos de inversión inicial. Así de los casos estudiados en este rango de potencias, se ha llegado a obtener valores mayoritariamente comprendidos entre 3000 a 5000 U\$S/kW instalado, aunque en algunos casos se calcularon valores aún más elevados.

El informe culmina así señalando en sus conclusiones que “de la metodología seguida, ajustada a la información cartográfica disponible en el país, no se puede esperar un gran desarrollo de la generación hidroeléctrica a no ser que la misma se realice en el marco de un desarrollo económico global de la región, justificándose la realización de un embalse si el mismo es compartido para otros fines: riego, abastecimiento de agua potable, control de crecidas, etc”