

Factores de emisión de CO, CO₂, NO_x y SO₂ para instalaciones generadoras de electricidad en Cuba

Factors of emission of CO, CO₂, NO_x AND SO₂ for electricity generating plants in Cuba

Elieza Meneses-Ruiz[✉], Alina Roig-Rassi[✉], Ernesto Paz, Diosdado Alonso, Jorge Alvarado

Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía, CUBAENERGIA, Calle 20, No 4111, e/ 18^a y 47. Miramar, Playa. La Habana, Cuba

Resumen

El análisis de gases de combustión se utiliza para el control de eficiencia de sistemas de combustión y de emisiones gaseosas. No siempre se dispone del equipamiento necesario para realizar mediciones de combustión y gases contaminantes que se expulsan a la atmósfera en las instalaciones energéticas de Cuba. Por esto, se utilizan factores de emisión para estimar la cantidad de contaminante que se emite. En el trabajo se presentan factores de emisión de contaminantes atmosféricos calculados para diferentes tecnologías y combustibles empleados en la generación de electricidad en Cuba a partir de cinco años de mediciones realizadas. Se emplea la metodología propuesta por el IPCC para la determinación de la incertidumbre asociada al cálculo de los factores de emisión. Los valores obtenidos se comparan con valores teóricos calculados y con valores propuestos por la EPA en la AP-42. Dentro de los resultados obtenidos vemos que, para los combustibles Gas Natural, Diesel y *Fuel Oil*, el factor de emisión obtenido para el CO₂ en todas las tecnologías fue mayor que el reportado por AP-42 y en comparación con los valores teóricos determinados, las diferencias relativas no pasaron del 6.1% para los casos de Diesel, *Fuel Oil* y Crudo Nacional.

Palabras clave: factor de emisión, instalaciones de generadoras de electricidad, combustible, gases contaminantes

Abstract

The flue gas analysis is used to control the efficiency of the combustion systems and gaseous emissions. The necessary equipment for measuring combustion gases and pollutants discharged into the atmosphere in energy facilities in the country are rarely available. Therefore, emission factors are used to estimate the amount of pollutant emitted. The paper shows air pollutant emission factors calculated for different technologies and fuels used in electricity generation in Cuba after 5 years of measurements. The methodology proposed by the IPCC for the determination of the

✉ Autor para correspondencia: *Elieza Meneses-Ruiz*. E-mail: emeneses@cubaenergía.cu

✉ Autor para correspondencia: *Alina Roig-Rassi*. E-mail: arrassi@cubaenergia.cu

Recibido: 22/9/2017

Aceptado: 6/12/2017

uncertainty is used. The values obtained are compared with theoretical values calculated and proposed by the EPA in the AP-42 database. The main results are: for Natural Gas, Diesel, Fuel Oil and Domestic Crude, the emission factor obtained for CO₂ using all technologies, was higher than that reported by AP-42, and compared to theoretical values, the relative differences did not exceed 6.1% for Diesel, Fuel Oil and Domestic Crude.

Keywords: emission factor electricity generating facilities, fuel, polluting gases

INTRODUCCIÓN

El análisis de gases de combustión tiene como principales finalidades el control de eficiencia de sistemas de combustión y el control de emisiones gaseosas. Uno de los efectos negativos más comunes e importantes de la combustión es la contaminación del aire. No siempre está disponible el equipamiento necesario para realizar mediciones de combustión y emisiones de gases contaminantes a la atmósfera en las instalaciones energéticas del país. Es por ello que en ocasiones se utilizan los llamados factores de emisión para dar un estimado de la cantidad de contaminante que se emite por unidad de tiempo ([EPA, 2001b](#)).

El Factor de Emisión (FE) es un valor representativo que relaciona la cantidad de un contaminante expulsado a la atmósfera con una actividad asociada con la emisión de ese contaminante. Estos factores normalmente se expresan como el peso de contaminante dividido por un peso de la unidad, volumen, distancia, o duración de la actividad que emite el contaminante. Tales factores facilitan la estimación de emisiones de las diferentes fuentes de contaminación ([IPCC, 2006](#)).

Continuamente se trabaja en la actualización de los inventarios de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de otros contaminantes precursores ([López, 2007](#)). Contar con factores propios de las tecnologías fósiles actualmente en uso, permitirá una mejora significativa de los inventarios nacionales del sector eléctrico.

El objetivo del trabajo fue determinar factores de emisión propios de contaminantes atmosféricos (CO, CO₂, NO_x y SO₂) para diferentes tecnologías y combustibles empleados en la generación de electricidad en

Cuba a partir de una muestra de datos constituida por todas las mediciones realizadas en un período de cinco años en diferentes instalaciones generadoras de electricidad con combustibles fósiles.

MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología que se empleó para determinar los FE recogió los siguientes aspectos:

1. Se realizaron de dos a tres mediciones diarias de concentraciones de gases de salida durante tres días, en cada chimenea de escape de los equipos generadores (motores, calderas o turbinas) de las distintas instalaciones (emplazamientos). En cada instalación se realizaron las mediciones una vez al año, excepto en las que trabajan con gas donde se realizaron tres campañas dentro del año. Se utilizaron las mediciones realizadas en el período de cinco años.

Las mediciones de emisiones de contaminantes a la atmósfera se realizaron con un analizador de gases de combustión TESTO-350 XL ([Figura 1](#)). Con este equipo fue posible obtener las concentraciones en el flujo de gas de escape de los siguientes compuestos: O₂, CO, CO₂, NO_x, SO₂, H₂S e hidrocarburos totales (HC) ([TESTO, 2012](#)). En nuestro caso solo se obtuvieron valores de O₂, CO, CO₂, NO_x, SO₂, pues en una medición es posible solamente obtener valores para cinco de los contaminantes.

Se siguieron los criterios de la norma cubana NC TS 803: 2010 ([NC TS 803:2010](#)) que plantea que hasta tanto no exista norma nacional para el muestreo de emisiones, se seguirán los métodos de referencia establecidos por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, en inglés) o métodos equivalentes establecidos por Alemania o



Figura 1. Componentes fundamentales del analizador de gases de la combustión TESTO-350 XL

Japón. En nuestro caso se emplearon los métodos establecidos por la EPA (EPA, 1992a).

2. A partir de los datos medidos, se obtuvieron concentraciones promedios en partes por millón (ppm), en el flujo de gases de escape por tipo de contaminante para cada equipo.
3. Las concentraciones obtenidas en ppm se convirtieron en emisiones en gramos por segundo (g/s) a partir de la metodología que involucra al flujo volumétrico de gases de escape (FGE_V) (Pire, 2002). Se determinaron los valores de la emisión en miligramos por metros cúbicos normales (mg/Nm^3) para obtener el resultado en g/s.

Para la determinación del flujo volumétrico de gases de escape (FGE_V) se partió de las ecuaciones básicas de combustión que estiman el volumen teórico o estequiométrico (V_T) y real (V_R) de aire que se necesita para lograr la combustión completa de la unidad de masa del combustible en condiciones normales: temperatura de cero grados Celsius (273.15 Kelvin) y presión de una atmósfera (1013.25 HPa)

$$V_T = 8.887(C/100) + 3.3174(S/100) + 20.9597(H/100) - 2.6048(O/100) + 0.7997(N/100), Nm^3/kg \quad (1)$$

$$V_R = V_T(21/(21-O_{2-GE})), Nm^3/kg \quad (2)$$

donde:

C, S, H, O, N - son las respectivas concentraciones de Carbono, Azufre,

Hidrógeno, Oxígeno y Nitrógeno en el combustible;

O_{2-GE} - contenido de Oxígeno en los gases de escape.

El contenido de Oxígeno en los gases de escape fue medido en la campaña de monitoreo mientras que, para las concentraciones de C, S, H, O, N se asumieron valores estándares para los tipos de combustibles utilizados.

Finalmente, el flujo normal volumétrico de gases de escape (FGE_V) se calculó a partir del consumo másico de combustible (CC):

$$FGE_V = V_R \cdot CC, Nm^3/s \quad (3)$$

El FGE_V se multiplicó por el valor de la emisión en mg/Nm^3 para obtener el resultando en g/s.

4. Las emisiones estimadas se dividieron por el consumo de combustible en el periodo evaluado para cada equipo y por la generación para obtener FE en g/Nm^3 y en g/MWh por cada tipo de equipo. Estos valores fueron promediados para obtener el Factor de Emisión de la instalación.
5. Teniendo en cuenta la densidad de los combustibles también se reportaron los mismos en gramo de gas emitido por kilogramo de combustible empleado, (g/kg).
6. Se determinaron las incertidumbres de estos valores mediante el empleo de la metodología propuesta por el IPCC para las incertidumbres asociadas con la

determinación directa de los factores de emisión, considerando la muestra de datos y distribución de los mismos (IPCC, 2001).

7. Se compararon los valores obtenidos con los reportados en la Base de datos AP-42 de la EPA (EPA, 2001b).

Para realizar la comparación de los valores determinados a partir de las mediciones realizadas con valores teóricos, se estimaron las emisiones de CO₂ desde la composición del combustible para cada caso medido. Estos pudieron ser estimados a partir del principio de estequiometría de la combustión que utiliza el contenido de carbón en los combustibles de acuerdo con la siguiente ecuación (CONCAWE, 2009):

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 1000 * M * MF_{\text{CARBON}} * CFC_{\text{MW}}, \text{ kg} \quad (4)$$

donde:

M - es la masa de combustibles quemado (ton)
MF_{CARBON} - fracción de masa de carbón en el combustible.

CFC_{MW} - conversión del peso molecular de C a CO₂ = (44.01/12.01) = 3.664

RESULTADOS

Gas natural: Turbinas y Ciclos combinados

La [tabla 1](#) muestra los valores de FE obtenidos para las turbinas de gas con potencia nominal de 35 MW, así como las [tablas 2 y 3](#) muestran los valores calculados para los ciclos combinados y calderas de procesos. Los FE están expresados en gramos de contaminante emitido por metros cúbicos normales de gas consumido.

Las calderas recuperadoras producen vapor a partir del gas de escape de las turbinas, más gas natural que queman para elevar parámetros.

Las pequeñas calderas de procesos se emplean en distintos usos en las instalaciones.

Fuel Oil. Central termoeléctrica

La [tabla 4](#) muestra los FE en gramos de contaminante emitido entre kilogramo de *Fuel Oil* consumido para una Central Termoeléctrica (CTE) de potencia 150 MW (CTE).

Crudo. Central termoeléctrica

La [tabla 5](#) muestra los FE obtenidos para una Central Termoeléctrica (CTE) de potencia entre 100 y 250 MW generados a partir del uso del crudo nacional.

Fuel Oil. Motores de Combustión Interna

Para motores de combustión interna de *Fuel Oil*, en el caso de los Hyundai, se tomaron los valores de las mediciones realizadas en aquellas tecnologías donde por cada chimenea se descargan los gases de escapes de cuatro motores de potencia 1.7 MW. Los resultados se muestran en la [tabla 6](#). En el caso de los motores MAN y BASAN los resultados se muestran en las [tablas 7 y 8](#).

Diesel. Grupos electrógenos

Los resultados de FE mostraron diferencias que dependen del tipo de motor donde se midió. Las [tablas 9, 10 y 11](#) muestran los resultados para motores de tecnología MTU serie 2000, series 4000 y Scania, respectivamente.

Por último, se muestran los valores determinados de FE propios de CO, CO₂, NO_x y SO₂ para cada combustible empleado en la generación eléctrica que se reportaron para ser utilizados en la realización de los Inventarios de Gases de Efecto Invernadero procedentes de la generación de electricidad, estudios de mitigación y determinación de líneas bases ([Tabla 12](#)).

DISCUSIÓN

Contar con Factores de Emisión Propios permite ajustarse más a la realidad, puesto que no se hace necesario el uso de valores estimados que se reportan en bases de datos internacionales.

Los valores determinados de FE propios de CO, CO₂, NO_x y SO₂ para cada tecnología se comparan con los reportados en la Base de datos AP-42 de la EPA ([Tabla 13](#)).

Para las tecnologías de gas (calderas de procesos, turbinas de gas, ciclos combinados) los valores de FE propios determinados para el NO_x son inferiores que los propuestos por la

Tabla 1. FE de CO₂ y NO_x en g/Nm³ para las turbinas de gas de 35 MW

Contaminante	CO ₂	NO _x
Turbinas 35 MW	2 066 ± 15	4.02 ± 0.08

Tabla 2. FE de CO₂ y NO_x en g/Nm³ para calderas recuperadoras de los ciclos combinados

Contaminante	CO ₂	NO _x
Calderas Recuperadoras	2 090 ± 12	4.3 ± 0.1

Tabla 3. FE de CO₂ y NO_x en g/Nm³ para pequeñas calderas de procesos

Contaminante	CO ₂	NO _x
Calderas de Procesos	2064 ± 13	0.64 ± 0.02

Tabla 4. FE de CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para CTE de 150 MW de potencia

Contaminante	CO ₂	NO _x	SO ₂
Caldera	3 173 ± 13	4.4 ± 0.2	39.1 ± 0.5

Tabla 5. FE de CO₂ y SO₂ en g/kg para CTE que utiliza crudo nacional

Contaminante	CO ₂	SO ₂
Caldera	2 841 ± 63	126 ± 4

Tabla 6. FE de CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para baterías (Hyundai) de 4 motores de 1.7 MW de potencia

Contaminante	CO ₂	NO _x	SO ₂
Baterías 4 motores de 1.7 MW	3125 ± 19	27 ± 1	33.7 ± 0.6

Tabla 7. FE de CO, CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para motores tecnología MAN de 3.85 MW

Contaminante	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂
Motores	1.22 ± 0.08	3 143 ± 16	29 ± 1	38 ± 1

Tabla 8. FE de CO, CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para motores tecnología BASAN de 3.45 MW

Contaminante	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂
Motores	4.9 ± 0.3	3145 ± 16	35 ± 3	36.5 ± 0.7

Tabla 9. FE de CO, CO₂ y NO_x en g/kg para motores tecnología MTU serie 2000 (0.92 MW)

Contaminante	CO	CO ₂	NO _x
Motores	6.8 ± 0.5	3041 ± 1	19 ± 2

Tabla 10. FE de CO, CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para motores tecnología MTU serie 4000 (1.89 MW)

Contaminante	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂
Motores	3.8 ± 0.2	3 049 ± 3	20.3 ± 0.3	7.0 ± 0.2

Tabla 11. FE de CO, CO₂, NO_x y SO₂ en g/kg para motores tecnología Scania (0.34 MW)

Contaminante	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂
Motores	6.8 ± 0.6	3 186 ± 41	23 ± 1	6.8 ± 0.3

Tabla 12. FE propios de CO, CO₂, NO_x y SO₂ utilizados en el Inventario de Gases de Efecto Invernadero procedentes de la generación de electricidad

Combustible	Factor de emisión (g/kg)			
	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂
Crudo (termoeléctrica)	28 ± 13	2879 ± 52	6 ± 2	114 ± 4
Fuel Oil (termoeléctrica)	9 ± 6	3157 ± 4*	4.38 ± 0.05*	39.7 ± 0.3*
Diesel (motores)	5.8 ± 0.4	3106 ± 19*	21.0 ± 0.7*	7.6 ± 0.4*
Fuel Oil (motores)	2.6 ± 0.4	3130 ± 14*	29.3 ± 0.9 *	35.6 ± 0.8*

*Valores empleados en el inventario porque sus incertidumbres están por debajo del 5%.

EPA en casi todos los casos, excepto en los ciclos combinados.

La contribución de las dos formas de generación de NO_x en los procesos de combustión depende del tipo de quemador, del contenido de nitrógeno del combustible y de las condiciones de operación (EPA, 2001b). Para realizar la comparación se toman los combustibles referenciados en la EPA según la densidad (comparada con la reportada por los emplazamientos), por lo tanto, las diferencias pueden deberse principalmente a las condiciones de operación.

Para las calderas de vapor de *Fuel Oil* (Termoeléctrica), los valores FE propios determinados para el SO₂ y NO_x son inferiores a los valores reportados en la AP-42. De igual manera ocurre para las calderas que utilizan Crudo Nacional. En el caso de CO₂ no existen valores disponibles para estos casos en la AP-42.

Comparando los valores de FE propios con los propuestos por la EPA para motores de combustión interna, se aprecia que en todos los casos los valores son superiores a los propuestos por la EPA. Para los motores de *Fuel Oil* no existen valores disponibles en la AP-42.

En los valores de FE propios que se presentan (Tabla 13), la incertidumbre calculada para los mismos no sobrepasa al 10%. Al realizar los cálculos de incertidumbre para algunos valores de FE determinados, los valores de incertidumbre sobrepasan el 10%. Esto es porque para todos los casos evaluados no se cuenta con la misma cantidad de mediciones para el procesamiento estadístico.

Se realiza la comparación de los valores de FE propios de CO₂ determinados a partir de las mediciones realizadas con valores de FE obtenidos a partir de factores de emisión calculados por relaciones estequiométricas (Tabla 14) teniendo en cuenta la composición del combustible. Esto se realiza para todos los casos donde se emplean los combustibles de Diesel, *Fuel Oil* y Crudo Nacional.

En estos casos las diferencias relativas no son superiores a 6.1%. Esto da confiabilidad en las mediciones realizadas y en la metodología de determinación de los factores de emisión. En el caso de la comparación con los valores reportados en la AP-42, la diferencia es evidente y esto puede deberse a la composición del combustible, al estado de la tecnología y a las condiciones en que ocurren los procesos de combustión.

Tabla 13. Valores de FE propios de CO, CO₂, NO_x y SO₂ y los reportados en la Base de datos AP-42 de la EPA.

Tecnología	Combustible	Contaminante	FE propio (g/kg)	FE AP-42 (g/kg)
Turbinas 35 MW	Gas natural	CO ₂	2065.6	1654.5
		NO _x	4	4.8
Pequeñas calderas de procesos	Gas natural	CO ₂	2064.7	1922.2
		NO _x	0.6	2.2
Ciclos Combinados	Gas natural	CO ₂	2090.4	1922.2
		NO _x	4.3	2.2
Calderas	Fuel Oil #5	CO ₂	3172.9	ND*
		NO _x	4.4	5.9
Calderas	Crudo (Fuel Oil #6)	SO ₂	39.1	41.2
		CO ₂	2841.5	ND*
Motores Combustión Interna Baterías Hyundai 4 x1.7 MW	Fuel Oil #5	SO ₂	126.2	150.5
		CO ₂	3120.5	ND*
Motor BASAN 3.45 MW	Fuel Oil #5	NO _x	26.8	ND*
		SO ₂	33.7	ND*
		CO	4.9	ND*
		CO ₂	3145.2	ND*
Motores Combustión Interna MAN 3.85 MW	Fuel Oil #5	NO _x	34.7	ND*
		SO ₂	36.5	ND*
		CO	1.2	ND*
		CO ₂	3144	ND*
Motores Combustión Interna MTU serie 2000 1.15-2.3 MW	Diesel	NO _x	29.5	ND*
		SO ₂	38.4	ND*
		CO	6.8	0.1
		CO ₂	3041	2684.7
Motores Combustión Interna Scania 0.42-0.5 MW	Diesel	NO _x	18.7	15.1
		CO	6.8	0.1
		CO ₂	3186.9	2684.7
		NO _x	22.7	15.1
Motores Combustión Interna MTU serie 4000	Diesel	SO ₂	6.8	0.4
		CO	3.8	0.1
		CO ₂	3049.4	2684.7
		NO _x	20.3	15.1
		SO ₂	7	0.4

Tabla 14. Comparación de FE propios de CO₂ medidos con FE determinados a partir de emisiones calculadas por relaciones estequiométricas.

Tecnología por combustible	Valores obtenidos por mediciones (Vm) (g/kg)	Valores estimados por la ecuación (Ve) (g/kg)	Diferencia relativa* (%)
Caldera Fuel Oil	3173	3100	2.3
Caldera Crudo	2 841	2975	4.5
Motores, Fuel Oil, Baterías 4 x 1.7 MW	3125	3134	0.3
Motores, Fuel Oil, MAN de 3.85 MW	3143	3157	0.5
Motores, Fuel Oil, BASAN de 3.45 MW	3145	3129	0.5
Motores, Diesel, MTU serie 2000	3041	3241	6.1
Motores, Diesel, MTU serie 4000	3049	3240	5.9
Motores, Diesel, Scania 0.34 MW	3186	3241	1.7

*Diferencia Relativa = $((|Ve-Vm|)/Ve) \cdot 100$

CONCLUSIONES

Por primera vez se determinan Factores de Emisión Propios de CO, CO₂, NO_x y SO₂ en Cuba a partir de mediciones a diferentes tecnologías y con el empleo de distintos combustibles que participan en la generación de electricidad.

En el caso de los grupos electrógenos (motores) donde las bases de datos internacionales no contemplan valores para el caso de Fuel Oil, se determinan Factores de Emisión propios para los empleados en el país.

Los valores de Factores de Emisión Propios determinados se comparan con valores de Factores de Emisión reportados en base de datos internacionales, así como con valores obtenidos desde las emisiones calculadas por relaciones estequiométricas a partir de la composición del combustible para el caso del CO₂ en el cual se obtiene que las diferencias relativas no exceden al 6.1%.

REFERENCIAS

- CONCAWE (2009). Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries. Report No. 1/09. Brussels.
- EPA (1992a): Screening Procedures for Estimating the Air Quality Impact of Stationary Sources, Revised EPA-450/R-92-019.
- EPA (2001b): Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources. Updates 2001 to present.
- IPCC (2001): Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, 2001. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/spanish/gpgaumes.html>, (consultado enero 2017)
- IPCC (2006): Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, 2006. <http://www.ipcc->

nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html (consultado septiembre 2017)

López, C at el. Vigilancia de las emisiones y remociones de Gases de Efecto Invernadero en Cuba, Gases de Efecto Invernadero. Emisiones y Remociones. Cuba 1990-2002. ETGEI – Instituto de Meteorología, La Habana, Junio 2007, 29 pp.

Manual de Instrucciones TESTO 350 M/XL, 2012.

NC-TS 803: 2010. NORMA CUBANA, Emisiones máximas admisibles de

contaminantes a la atmósfera en fuentes fijas puntuales de instalaciones generadoras de electricidad y vapor. Oficina Nacional de Normalización, Cuba, 2010.

Pire, S.; Zumalacárregui de Cárdenas, I. (2002) Informe sobre metodología ampliada y precisada para el cálculo de emisiones. salida de proyecto. Programa nacional de desarrollo energético sostenible. Código del proyecto 00613055. “Externalidades ambientales atmosféricas de la generación eléctrica”. (2002-2004).