

Factor Anual de Emisión de CO₂ Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco Sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el Periodo 2009-2014

Haro Lenin ¹; Oscullo José ²

¹ Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, Ecuador

² Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador

Resumen: Cada una de las actividades desarrolladas por la sociedad desde la revolución industrial han incrementado la concentración de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, en particular las emisiones de CO₂. Las consecuencias de este fenómeno que ha presentado principalmente son el aumento de la temperatura y alteraciones del ciclo hidrológico (lluvias) entre las más importantes. El parque generador de un sistema eléctrico influye en las condiciones ambientales de su entorno, debido a la producción de electricidad en base a recursos no renovables utilizados por la generación termoeléctrica que consume combustibles fósiles, este tipo de tecnología produce la emisión de contaminantes y de gases de efecto invernadero; cuya magnitud depende de su participación en la matriz eléctrica del sistema. A fin de determinar el volumen de emisiones de CO₂ que se generan por MWh de electricidad producida, cada sistema eléctrico debe calcular el factor de emisiones de CO₂ producidos por una red eléctrica, en el presente trabajo se utiliza la metodología ACM0002 para el cálculo del factor establecido por la Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) por sus siglas en inglés. La misma que requiere una adecuada estructuración de la información de la producción de electricidad y el consumo por cada tipo de combustible de las unidades termoeléctricas despachadas en un sistema eléctrico. Para el caso del Ecuador se aplicará la metodología a la red eléctrica denominada Sistema Nacional Interconectado (SNI). El análisis para el período 2009-2014 calculará anualmente el factor de emisión de CO₂ en tCO₂/MWh para cada tipo de generación termoeléctrica despachada en el SNI.

Palabras clave: cambio climático, matriz eléctrica, factor de emisión de CO₂, mix de generación, gases de efecto invernadero.

Annual CO₂ Emission Factor Produced by the Generating Plants of National Interconnected System of Ecuador, Through the Application of the Methodology of the Framework Convention on Climate Change UNFCCC, for 2009-2014

Abstract: Each activity of the society since the industrial revolution has increased the concentration of greenhouse gases (GHGs) into the atmosphere, especially CO₂ emissions. The consequences of this phenomenon are presented mainly the rise in temperature and changes in the hydrological cycle (rain) among the most important. The generator of an electrical system influences the environmental conditions of their surroundings, due to the production of electricity based on nonrenewable resources used by thermoelectric generation which consumes fossil fuels, this technology results in the emission of pollutants and gas greenhouse; whose magnitude depends on their participation in the energy matrix of the system. To determine the volume of CO₂ emissions generated per MWh of electricity produced, each electrical system must calculate the CO₂ emission factor from electrical network, in this paper the methodology ACM0002 is used for calculating the factor established by the Framework Convention on Climate Change United Nations (UNFCCC) for its acronym in English. It requires adequate structuring information of electricity production and consumption for each fuel type thermoelectric units shipped in an electrical system. In the case of Ecuador methodology is applied to the electric network called the National Interconnected System (SNI). Analysis calculated for the period 2009-2014 the annual CO₂ emission factor tCO₂/MWh for each type thermoelectric generation dispatched in the SNI.

Keywords: climate change, energy matrix, CO₂ emission factor, generation mix, greenhouse gases.

1. INTRODUCCIÓN

En la atmósfera los GEI representan menos del 1% de su composición; más, los mismos cumplen la vital función de producir el “efecto invernadero natural”, gracias al cual existe la vida en el planeta tal y como la conocemos. De modo que el problema no radica en la existencia y comportamiento de estos gases, los que resultan esenciales para la vida; sino; más bien por el hecho de que los GEI están aumentando como resultado directo de la actividad humana, en particular las emisiones de CO₂, que es uno de los principales gases; este cambio en las condiciones de la atmósfera es a nivel global independientemente del sitio donde sea producido la emisión de los GEI, a este fenómeno se ha denominado “Cambio Climático”. (Lohmann, 2012)

Los efectos de este fenómeno se han presentado en las variables climáticas como el aumento de la temperatura y alteraciones del ciclo hidrológico entre las importantes, así el fenómeno del cambio climático y el sector eléctrico se relaciona; en primer lugar, como sector generador de emisiones de CO₂ producidas por la operación de las centrales-unidades que utilizan combustibles fósiles; en segundo lugar, como sector receptor de los efectos del cambio climático por la operación de las centrales hidroeléctricas en los periodos de lluvia y sequía; los patrones de consumo de demanda del país en potencia y la energía dada la temperatura en las estaciones de invierno y verano. (Oscullo, 2010)

La matriz energética global aún presenta una alta dependencia de los combustibles fósiles, que representan el 81% de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE) (IEA, 2014)

Bajo este panorama, resulta preponderante la reducción del consumo de derivados de petróleo mediante un cambio en la matriz eléctrica de cada país a través de las energías renovables, en especial de los países en vías de desarrollo, donde la diversificación de la matriz eléctrica permitiría la reducción de emisiones de CO₂; con lo que el factor de emisión de CO₂ de cada tecnología de generación termoeléctrica se reducirá en la matriz eléctrica de un país, como lo establece la aplicación de la metodología ACM0002 ya que depende directamente de la magnitud de energía eléctrica producida por las centrales térmicas en el sistema eléctrico del país. (Ministerio de Ambiente del Ecuador (MAE), 2013)

El sector eléctrico del Ecuador consume 2,2 veces más electricidad que hace 15 años, la demanda de energía pasó de 9 652 GWh en el año 1999 a 20 882 GWh en el año 2014 con una cobertura del servicio eléctrico que alcanza al 96,5% de la población; el incremento en el consumo de electricidad fue enfrentado por el ingreso de generación térmica, hidráulica, eólicas y solares, más la generación térmica represento en el año 2009 un 47% de la capacidad instalada de generación y continua siendo representativa en el 2014 con un 41%. (Parra, 2012)

2. DIVERSIDAD TECNOLÓGICA EN LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

La operación de variadas tecnologías en los sistemas eléctricos de cada país, tienen muchas y variadas justificaciones.

La primera justificación es puramente económica derivándose de la curva monótona de carga en base a los costos fijos de la inversión requerida para construir la central y de los costos de operación de la central. Obviamente las hipótesis en las que se apoyan los análisis económicos que permiten justificar la convivencia de distintas tecnologías siempre contienen un cierto nivel de incertidumbre como por ejemplo el perfil futuro de la curva de la demanda, el costo de los combustibles, las horas de funcionamiento esperado de cada central de producción, los costos de capital, los precios de la energía eléctrica, entre otros. (Oscullo, 2010)

Pero no sólo pesan las razones económicas, sino también razones de política estratégica y ambiental para explicar la variedad tecnológica en materia de generación eléctrica, donde se valora el nivel de fiabilidad en el abastecimiento de combustible, a fin de reducir la dependencia ante posibles crisis políticas y económicas ya sean de carácter internacional o nacional. (Correa, 2011)

Debido al desarrollo tecnológico y a la economía de costos se ha alcanzado un gran tamaño en las centrales de producción de electricidad. La actividad de producción de energía eléctrica con grandes centrales se caracterizan económicamente por requerir unas inversiones muy elevadas y amortizables a muy largo plazo (25 o 30 años) después de varios años de construcción (5, 10 o más años). El elevado riesgo económico que lo anterior supone sólo es asumible por entidades de propiedad pública o por la iniciativa privada cuando existe una garantía estatal suficiente que asegure la recuperación de los costos de inversión y operación por medio de unas tarifas reguladas para el efecto. (Lohmann, 2012)

No obstante; el impacto ambiental de los sistemas de energía eléctrica aún no se considera como un parámetro de decisión, sino que es incluido mediante políticas energéticas de los entes de planificación requiriéndose un tratamiento específico, ya que las tarifas por sí solas no son capaces de tratar adecuadamente este aspecto mientras los costos ambientales no estén incluidos en el precio de la electricidad. (Lohmann, 2012; Correa, 2011; MAE, 2013)

La producción neta total de energía a fin de abastecer el consumo del SNI del Ecuador en el año 2014 fue de 21 460 GWh, a través de una matriz eléctrica compuesta por un 51,38% de generación hidráulica, 40,95% de generación térmica por medio de combustibles fósiles, 0,7% por medio de generación térmica a base de biomasa, 3,14% por fuentes de generación eólica-solar y 3,84% proveniente de las interconexiones eléctricas con

Colombia-Perú, como se observa en la Figura 1. (CENACE, 2015)

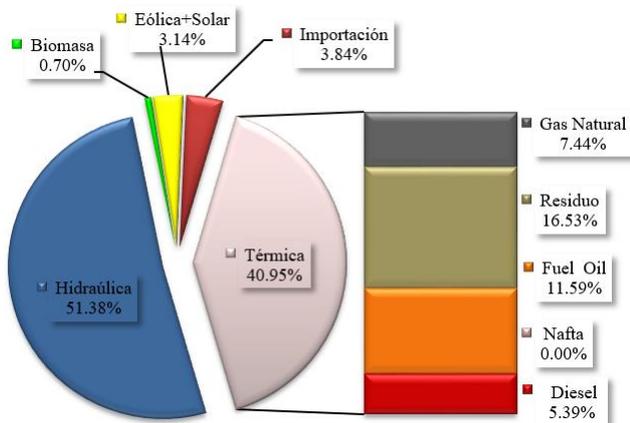


Figura 1. Producción Neta de Energía del SNI al 2014

La distribución porcentual de las distintas tecnologías para producir electricidad por medio de generadores térmicos a base de combustibles fósiles; el 33.5% se realiza a través del uso de las tecnologías más contaminantes diésel, residuo y fuel oil debido a las emisiones de CO₂ que producen por cada galón de estos tipos de combustible que se utilizan.

3. METODOLOGÍA ACM002 PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DE UNA RED ELÉCTRICA

Esta herramienta metodológica determina el factor de emisión de CO₂ en una red eléctrica; él mismo que es utilizado para determinar la cantidad de toneladas de CO₂ producidas en un periodo por un sistema eléctrico, debido a la operación del conjunto de centrales de generación existentes en la red del sistema eléctrico, pero lo cual se tienen los siguientes métodos de cálculo. (MAE, 2013; UNFCCC, 2015):

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica, como lo establece la metodología ACM002; se utilizará la información estadística disponible para el periodo 2009-2014, en el CENACE (CENACE, 2015), sobre la generación térmica despachada por unidad con sus respectivos consumos de combustibles, estos últimos son convalidados con la información estadística del ARCONEL. (ARCONEL, 2015)

3.1 Información requerida

La metodología ACM002 para el cálculo del factor de emisión de CO₂ en una red eléctrica; requiere la tabulación en periodos anuales de la siguiente información:

a. Generación neta anual de las unidades/centrales conectadas a la red eléctrica analizada.

b. Consumo anual de combustible para las unidades/centrales conectadas a la red eléctrica analizada.

c. Tipo de combustible utilizado por las unidades/centrales conectadas a la red eléctrica analizada.

d. Factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible.

Como se observa el operador del sistema eléctrico es la entidad que cuenta con la información de los literales (a) al (c), para el caso del Ecuador la principal fuente de información es el CENACE, el literal (c) será validado con la información estadística de la ARCONEL. (ARCONEL, 2015)

En la Tabla 1 se presenta los valores anuales consolidados de la generación de las unidades térmicas del SNI (CENACE, 2015):

Tabla 1. Evolución de la generación eléctrica por tipo de combustible del SNI.

Año	Energía (MWh)			
	Diésel	Fuel Oil	Gas Natural	Residuo
2009	1,36 E+06	2,78 E+06	0,9 E+06	1,63 E+06
2010	2,90 E+06	2,11 E+06	1,01 E+06	1,57 E+06
2011	1,73 E+06	2,07 E+06	0,7 E+06	1,16 E+06
2012	0,69 E+06	2,02 E+06	1,22 E+06	2,93 E+06
2013	1,05 E+06	2,36 E+06	1,43 E+06	3,45 E+06
2014	1,16 E+06	2,49 E+06	1,6 E+06	3,55 E+06

En la Tabla 2 se presenta los valores anuales consolidados del consumo de combustibles de la generación de las unidades térmicas del SIN. (CENACE, 2015; ARCONEL (2015):

Tabla 2. Evolución del consumo de combustible del SNI.

Año	Diésel (gal)	Fuel Oil (gal)	Gas Natural (pie ³)	Residuo (gal)
2009	120,37 E+06	161,83 E+06	9,18 E+09	109,32 E+06
2010	236,87 E+06	152,05 E+06	11,68 E+09	105,10 E+06
2011	98,1 E+06	137,32 E+06	8,46 E+09	143,84 E+06
2012	65,68 E+06	143,17 E+06	9,88 E+09	191,87 E+06
2013	93,45 E+06	168,061 E+06	15,69 E+09	192,79 E+06
2014	106,92 E+06	172,10 E+06	18,28 E+09	227,53 E+06

El literal (d) debido a que el sector eléctrico ecuatoriano no cuenta con los factores de emisión de CO₂ para cada tipo de combustible utilizados en las unidades térmicas, el presente trabajo utilizará los valores estándares para los mismos como los establecidos en del Panel Intergubernamental de Científicos sobre el Cambio Climático (IPCC) y presentados en la Tabla 3. (MAE, 2013; IPCC, 2006)

Tabla 3. Factores de Emisión de CO₂ por tipo de combustible del IPCC 2006.

Tipo de Combustible	Factor de Emisión de CO ₂
Diésel	10,0 E-03 (ton CO ₂ /gal)
Fuel Oil	10,9 E-03 (ton CO ₂ /gal)
Gas Natural	5,288 E-05 (ton CO ₂ /pie ³)
Residuo	9,6 E-03 (ton CO ₂ /gal)

Algoritmo de solución

Para alcanzar el objetivo del estudio la determinación anual del factor de emisiones de CO₂ de SNI para el periodo 2009-2014, para cada tipo de tecnología de generación eléctrica; se seguirán los siguientes pasos (UNFCCC, 2015):

Paso 1: Identificar el sistema eléctrico relevante.

Mediante este ítem se busca delimitar las centrales/unidades de generación eléctrica conectadas a una misma red eléctrica, despachadas cada año del periodo de análisis. Para el caso del Ecuador se considera el SIN, presentado en la operación anual en la información de ARCONEL. (ARCONEL, 2015)

Paso 2: En base a la operación del SNI, se utilizará los datos de despacho anual de cada unidad/central de generación térmica debido a que se cuenta con la información de generación anual (MWh) de las centrales/unidades, el consumo de combustible anual de cada unidad térmica (unidad de masa), el factor de emisión de cada tipo de combustible (tCO₂/unidad de masa), la demanda anual a ser abastecida (MWh), como lo establecido en las tablas anteriores y que se relacionan por medio de la ecuación 1.

$$FE_{red,m,T} = \frac{\sum_{i,m} CC_{i,m,T} * FE_{CO_2,i,m,T}}{\sum_m EG_{m,T}} \quad (1)$$

Donde:

$FE_{red,m,T}$ Es el factor de emisión anual de CO₂ dada la operación de la unidad de generación m en el año T (tCO₂/MWh).

$CC_{i,m,T}$ Volumen de combustible del tipo i consumido por la unidad de generación m en el año T (gal/pie³).

$FE_{CO_2,i,T}$ Factor de emisiones de CO₂ del tipo de combustible i, consumido por la generación m en el año T (tCO₂/gal ó pie³).

$EG_{m,T}$ Producción de energía eléctrica generada y entregada a la red eléctrica por unidad/central de generación m en el año T (MWh).

m Cantidad de unidades de generación que operan en el año.

i Tipos de combustibles fósiles que fueron usados en las unidades de generación m en el año T.

T Año para el cual se dispone la información.

Paso 3: Determinación del factor de emisión de CO₂ debido a la operación de las unidades/centrales de generación térmica obtenido por medio de la ecuación 1, al determinar la energía anual de las unidades térmicas y el total de las emisiones de CO₂.

4. RESULTADOS

A continuación se presenta la evolución anual para el periodo 2009-2014 del factor de emisión de CO₂ para cada tipo de tecnología de generación de la red eléctrica del SNI del país.

La generación térmica neta del SNI durante el 2014 alcanzó los 8 787,35 GWh (ARCONEL, 2015) lo cual representó una emisión total al ambiente de 6103,2 mil toneladas de CO₂, esto determina para la red eléctrica un factor de emisión de CO₂ para el año operativo 2014 de 694,5 kg CO₂/kWh, mientras que el factor promedio durante el periodo 2009-2014 es de 704,7 kgCO₂/kWh con una desviación estándar de 36. En la Tabla 4 se presenta las variaciones anuales del factor de emisión para el periodo de análisis.

Tabla 4. Evolución de las emisiones, generación neta térmica y factor de emisión de CO₂ del SNI.

Año	Factor de Emisión de CO ₂ (kgCO ₂ /kWh)	Emisión de CO ₂ mil Ton	Generación Térmica Total del SNI GWh
2009	726,6	4549,2	6260,5
2010	744,8	5779,9	7760,5
2011	734,3	4284,8	5834,9
2012	669,7	4591,5	6856,2
2013	658,0	5475,3	8320,9
2014	694,5	6103,2	8787,3

En la Figura 2, se presenta la distribución de la producción térmica neta por cada tipo de combustible.

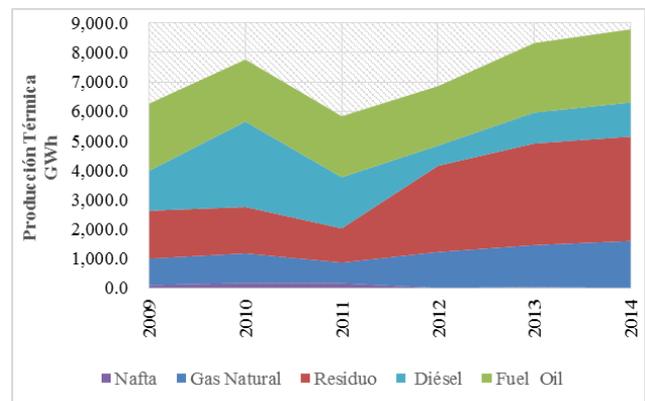


Figura 2. Producción Neta Térmica del SNI período 2009-2014.

Mientras que los factores de emisión de CO₂ de acuerdo al tipo de tecnología de generación eléctrica dependen de la característica operativa de cada una en el despacho de generación; se observa que los generadores que utilizan como combustible fuel oil y/o residuo tienen un factor de emisión relativamente estable mientras que las otras tecnologías presentan variaciones dado el tipo de despacho de las tecnologías nafta, gas natural y diésel, como se observa en la Figura 3.

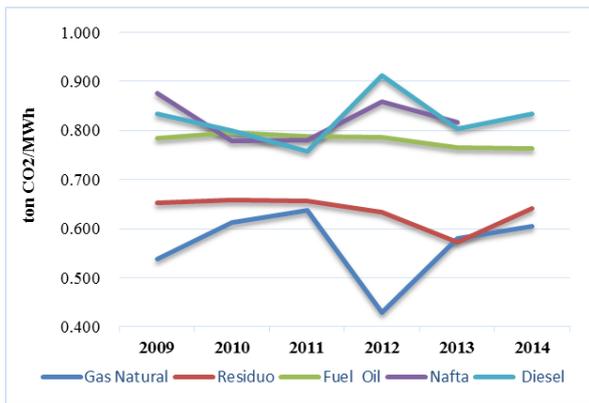


Figura 3. Factor Anual de Emisiones de CO₂ por Tecnología para el periodo 2009-2014

Con la finalidad de comparar los factores de emisión promedio anual de CO₂ expresados en kgCO₂/kWh para cada tipo de tecnología del parque generador de sistemas eléctricos de varios países, se presenta en la tabla 5. (Quadri, 2009)

Combustible	México	Ecuador	Colombia
Gas Natural	573	567	554
Fuel Oil	803	780	806
Residuo	698	635	639
Nafta	716	822	745
Diésel	847	854	780

Figura 4. Factores de emisión promedio anual CO₂ por tipo de tecnología y por país.

De acuerdo con los datos de la Figura 4; se observa que las tecnologías utilizadas en la matriz eléctrica del Ecuador, que consumen combustibles producidos localmente «fuel oil, residuo y gas natural» presentan factores de emisión similares a los demás países analizados; mientras que en los combustibles importados, diésel y nafta el factor de emisión son mayores debido por un lado a las mezclas realizadas para el consumo local y por otro a los requerimientos de despacho de los generadores con estos tipos de tecnologías.

A nivel mundial se ha creado un mercado que permite regular, comercializar esta reducción de emisiones denominado “Mercado de Carbono”; y mediante el factor de emisión de CO₂ de cada sector de la economía es posible determinar las emisiones de CO₂ como se lo observa en la Figura 4.

Como se indicó anteriormente, si bien la matriz eléctrica del país presenta factores de emisión de CO₂ para cada tecnología del parque generador, comparables a otros sistemas eléctricos de la región; en el apéndice A se muestra que el año 2014, los factores de emisión para cada unidad térmica; se puede observar la existencia de unidades “ineficientes” desde el punto de vista ambiental, debido a que son tecnologías de la década de los 70’s; lo que hace necesario que a más de expandir el sistema se requiera una depuración tecnológica en la matriz eléctrica nacional; así

como adoptar estándares ambientales mediante normativa tanto para el ingreso de tecnología de generación como para el tipo de combustible entregado para la operación de las centrales.

5. CONCLUSIONES

De acuerdo al ciclo hidrológico presente en las cuencas de las centrales hidroeléctricas de un sistema eléctrico determina la participación en la operación de la red eléctrica analizada de la generación térmica, esta establece la magnitud del factor de emisión de CO₂, si la participación de las tecnologías para la producción de energía eléctrica con combustibles fósiles de mayor emisión de CO₂ determina un incremento en el factor de emisión anual como es el caso del 2014 respecto al 2013.

La determinación de los factores de emisión por tecnología de generación eléctrica presente en el SNI permite conocer el aporte individual de cada unidad térmica de generación eléctrica en las emisiones totales del sector eléctrico.

Las unidades de generación térmica de la matriz eléctrica del SNI, de acuerdo al tipo de tecnología determinan sus condiciones técnicas de operación en el sistema eléctrico. Situación que hace que no puedan salir de operación a pesar de que se presenten altos caudales a las centrales hidráulicas, dada esta particularidad operativa del sistema eléctrico determina un factor de emisión de CO₂. Así, para el periodo 2009-2014 se observa valores extremos del factor de emisión de CO₂, presentándose un mínimo de 658 kgCO₂/kWh en el 2013 y un máximo de 744,8 kgCO₂/kWh en el 2010.

Si bien las emisiones de CO₂ del SNI se han incrementado debido a un mayor consumo eléctrico dado por el crecimiento de la demanda, lo que hace necesario una participación mayor de generación térmica por condiciones operativas de calidad y seguridad del servicio eléctrico, mientras que el factor de emisión anual de CO₂, ha decrecido a una tasa interanual del 3,9%.

El país presenta factores de emisión de CO₂ promedio de los combustibles producidos localmente (Gas Natural, Fuel Oil y Residuo) menores a otros países; mientras que los factores de emisión de combustibles importados son mayores respecto a los de los otros países.

REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) (2015) *Información estadística del sector eléctrico ecuatoriano*, disponible: <http://www.arconel.gob.ec>
- Correa R. (2011) *Discurso de inauguración de la Primera Cumbre Internacional del Medio Ambiente*, Guayaquil, Ecuador. Disponible: <http://www.presidencia.gob.ec/discursos>
- IEA (2014) *IEA Statistics 2013: CO2 Emissions from Fuel Combustion, Highlights*. International Energy Agency. Paris pp 125.
- IPCC (2006) *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Programme*, IGES, Tokio, Japón

Lohmann L (2012) *Mercados de Carbono: La Neoliberalización del Clima*, Abya Yala Quito, 2012, pp. 76-98

Ministerio de Ambiente del Ecuador (MAE) (2013), *Factor de Emisión del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador 2012*, Quito.

Operador Nacional de Electricidad (CENACE) (2015) *Información sobre la operación del SNI*, disponible <http://www.cenace.org.ec>

Oscullo J (2010), *Factor horario de Emisiones de CO2 producido por el parque generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador: Herramienta Metodológica*. Revista Energía, Ene.-2011, pp 34-41

Parra R (2012), *Factor de Emisión de CO2 debido a la generación de electricidad en el Ecuador durante el periodo 2001-2011*. Revista Avances 2013, Vol 5 No.1, Quito, pp C39-C42

Quadri G (2009), *México: Bases de Política en Materia de Cambio Climático*. Revista EcoSecurities Ago. 2009, pp 44-60

UNFCCC (2015), *Methodological Tool: Tool to calculate the Emission Factor for an Electricity System*. Version 4.0, disponible <http://cdm.unfccc.int/methodologies>

APÉNDICE A: FACTORES DE EMISIÓN ANUALES POR UNIDAD DE GENERACIÓN DEL SNI AL 2014

FACTOR DE EMISIÓN UNIDAD SNI - 2014

DEMANDA ANUAL (ABASTECIDA POR TÉRMICAS) = 8,787,350.0 MWh

EMISIONES ANUALES = 6,103,237.1 ton CO₂

FACTOR DE EMISIÓN = 0,6945 ton CO₂/MWh

Central Eléctrica	UNIDAD	Tecnología	Tipo de Combustible	Unidad	Gen (MWh)	ton CO ₂ /gal	ton CO ₂ /gal	ton CO ₂ /gal	ton CO ₂ /pie3	ton CO ₂ /gal	Residuo (gal)	EF _{ELM,y} (ton CO ₂ /MWh)	EG x EF _{ELM,y}
						0.01001	0.010990	0.00790	5.28775E-05	0.00960			
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	JARAMIÚO	Térmica MCI	Residuo	TM1	640,840.0	1,037,622.0					37,853,516.4	0.5835	373,946.8
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO	Térmica MCI	Residuo	U1	420.0	34,547.9						0.8236	345.9
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO	Térmica MCI	Residuo	U2	550.0	54,547.9						0.9930	546.1
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO 2	Térmica MCI	Residuo	U1	13,280.0	67,148.1					797,451.7	0.6274	8,331.3
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO 2	Térmica MCI	Residuo	U2	12,970.0	67,148.1					797,451.7	0.6424	8,331.3
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO 3	Térmica MCI	Residuo	U1	66,720.0	445,285.3					7,346,449.7	1.1243	75,016.0
CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO 3	Térmica MCI	Residuo	U2	69,750.0	445,285.3					7,346,449.7	1.0755	75,016.0
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	MANTA II	Térmica MCI	Residuo	TM1	99,450.0	131,003.3					5,929,824.2	0.6235	58,263.7
CELEC EP TERMOPICHINCHA	QUEVEDO 2	Térmica MCI	Residuo	TM1	516,630.0	3,400,554.0					29,696,669.7	0.6180	319,263.3
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA	Térmica MCI	Fuel Oil	TM1									
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 2	Térmica MCI	Fuel Oil	TM1	474,960.0	898,534.4	29,490,448.7					0.6976	331,326.7
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3	Térmica MCI	Fuel Oil	TM1	74,730.0	55,547.3	4,370,270.8					0.6466	48,323.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3	Térmica MCI	Fuel Oil	TM2	80,260.0	55,547.3	4,370,270.8					0.6021	48,323.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA 3	Térmica MCI	Fuel Oil	TM3	80,660.0	55,547.3	4,370,270.8					0.5991	48,323.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	G.Zevallos	Térmica Turboprop	Fuel Oil	TV2	394,800.0	40,402.4	30,834,554.8					0.8547	337,426.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	G.Zevallos	Térmica Turboprop	Fuel Oil	TV3	478,440.0	40,402.4	37,366,981.7					0.8545	408,825.6
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	Trinitaria	Térmica Turboprop	Fuel Oil	TM1	786,120.0	30,034.0	51,910,015.0					0.7221	567,677.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	Anibal Santos	Térmica Turboprop	Fuel Oil	TM1	117,420.0	774,000.0	9,385,691.0					0.9397	110,334.9
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	Termoesmeraldas I	Térmica Turboprop	Residuo	U1	775,330.0	52,126.6					53,116,344.1	0.6586	510,669.5
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	Termoesmeraldas II	Térmica MCI	Residuo	U1U2	193,530.0	891,446.2					10,578,258.8	0.5711	110,522.4
TERMOGUAYAS	Keppel	Térmica MCI	Residuo	B1	159,650.0	123,620.3					13,584,131.8	0.8250	131,704.4
TERMOGUAYAS	Keppel	Térmica MCI	Residuo	B2	230,590.0	123,620.3					13,584,131.8	0.5712	131,704.4
TERMOGUAYAS	Keppel	Térmica MCI	Residuo	B3	209,600.0	123,620.3					13,584,131.8	0.6384	131,704.4
TERMOGUAYAS	Keppel	Térmica MCI	Residuo	B4	23,340.0	123,620.3					1,050,798.5	0.8554	11,329.9
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U1	16,140.0	212,683.7					970,082.1	0.7092	11,446.4
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U2									
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U3	25,000.0	212,683.7					970,082.1	0.4579	11,446.4
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U4	20,200.0	212,683.7					1,070,082.0	0.6142	12,406.8
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U5									
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U6	17,210.0	212,683.7					970,082.1	0.6651	11,446.4
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica MCI	Residuo	U7	2,210.0	25,183.7					120,082.1	0.6359	1,405.4
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U1	15,430.0	12,112.6					530,108.0	0.3378	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U2	7,440.0	12,112.6					530,108.0	0.7006	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U3	9,570.0	12,112.6					530,108.0	0.5563	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U4	6,960.0	12,112.6					530,108.0	0.7500	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U5	6,960.0	12,112.6					530,108.0	0.7489	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Guangopolo 2	Térmica MCI	Residuo	U6	6,650.0	12,112.6					530,108.0	0.7859	5,212.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	La Propicia	Térmica MCI	Residuo	U1	7,180.0	76,519.0					476,260.7	0.7438	5,340.3
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	La Propicia	Térmica MCI	Residuo	U2	5,910.0	45,689.6					476,260.7	0.8514	5,031.6
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	La Propicia	Térmica MCI	Residuo	U3	2,080.0	125,689.6						0.6050	1,258.4
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U1	34,700.0	71,224.6					1,703,966.5	0.4922	17,078.6
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U2	29,580.0	71,224.6					1,703,966.5	0.5774	17,078.6
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U3	27,950.0	71,224.6					1,703,966.5	0.6110	17,078.6
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U4	10,690.0	71,224.6					503,966.5	0.5195	5,553.4
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U5	31,230.0	71,224.6					1,703,966.5	0.5469	17,078.6
QUITO	Gualberto Hernández	Térmica MCI	Residuo	U6	31,860.0	71,224.6					1,703,966.5	0.5361	17,078.6
ELECAUSTRO	El Descanso	Térmica MCI	Residuo	U1	20,730.0	139,891.6					1,444,627.8	0.7369	15,275.3
ELECAUSTRO	El Descanso	Térmica MCI	Residuo	U2	27,040.0	139,891.6					1,444,627.8	0.5649	15,275.3
ELECAUSTRO	El Descanso	Térmica MCI	Residuo	U3	15,210.0	139,891.6					777,961.1	0.5832	9,872.4
ELECAUSTRO	El Descanso	Térmica MCI	Residuo	U4	26,590.0	139,891.6					1,444,627.8	0.5745	15,275.3
LAFARGE C.S.ALEGRE	Cementos Selva Alegre	Térmica MCI	Residuo	C1	8,710.0	68,437.0					836,470.7	1.0010	8,718.9
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U1	12,860.0	8,971.4					1,143,728.1	0.8612	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U2	21,090.0	8,971.4					1,143,728.1	0.5251	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U3	21,700.0	8,971.4					1,143,728.1	0.5103	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U4	14,950.0	8,971.4					1,143,728.1	0.7408	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U5	16,830.0	8,971.4					1,143,728.1	0.6580	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U6	19,160.0	8,971.4					1,143,728.1	0.5780	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U7	17,290.0	8,971.4					1,143,728.1	0.6405	11,074.6
GENEROCA	Generadora Rocafuerte	Térmica MCI	Residuo	U8	3,050.0	8,971.4					229,442.4	0.7520	2,293.5
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	Enrique García	Térmica Gas	Diesel	TG5	317,950.0	28,615,297.8						0.9011	286,502.2
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	G.Zevallos	Térmica Gas	Diesel	TG4	16,280.0	1,638,874.7						1.0079	16,408.4
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Sta. Rosa	Térmica Gas	Diesel	TG1	6,690.0	707,207.4						1.0284	7,080.5
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Sta. Rosa	Térmica Gas	Diesel	TG2	6,570.0	717,207.4						1.0929	7,180.7
CELEC EP - TERMOPICHINCHA	Sta. Rosa	Térmica Gas	Diesel	TG3	5,330.0	487,207.4						0.9509	4,877.9
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	Miraflores + Pedernales	Térmica MCI	Diesel + Residuo		36,470.0	1,602,532.0					827,667.3	0.6579	23,993.7
CELEC EP - TERMOESMERALDAS	Miraflores	Térmica Gas	Diesel	TG1	19,740.0	1,583,332.0						0.8031	15,852.3
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Santos	Térmica Gas	Diesel	TG1	9,190.0	684,172.0						0.7454	6,849.9
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Santos	Térmica Gas	Diesel	TG2	3,790.0	284,172.0						0.7507	2,845.1
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Santos	Térmica Gas	Diesel	TG3	2,060.0	184,172.0						0.8951	1,843.9
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Santos	Térmica Gas	Diesel	TG5	140.0	10,172.0						0.7274	101.8
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Santos	Térmica Gas	Diesel	TG6	5,700.0	484,172.0						0.8504	4,847.5
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Tinajero	Térmica Gas	Diesel	TG1	205,760.0	16,204,586.5						0.7885	162,240.0
CELEC EP - ELECTROGUAYAS	A.Tinajero	Térmica Gas	Diesel	TG2	68,280.0	6,204,586.5						0.9098	62,120.2
ELECTROQUIL	Electroquil	Térmica Gas	Diesel	U1	71,570.0	4,614,259.3						0.6455	46,197.9
ELECTROQUIL	Electroquil	Térmica Gas	Diesel	U2	75,410.0	4,614,259.3						0.6126	46,197.9
ELECTROQUIL	Electroquil	Térmica Gas	Diesel	U3	78,900.0	6,614,259.3						0.8393	66,221.8
ELECTROQUIL	Electroquil	Térmica Gas	Diesel	U4	42,770.0	4,000,000.1						0.9364	40,047.9
INTERVISATRADE	Victoria II	Térmica Gas	Diesel		174,930.0	15,563,305.0						0.8908	155,819.5
E.E. QUITO	Lulucoto	Térmica MCI	Diesel										
E.E. REG. NORTE	San Francisco	Térmica MCI	Diesel										
E.E. AMBATO	Ambato	Térmica MCI	Diesel		290.0	21,591.2						0.7454	216.2
E.E. RIOBAMBA	Riobamba	Térmica MCI	Diesel	U1									
CNEL EL ORO	El Oro	Térmica MCI	Diesel										
E.E. REG. SUR	Catamayo												