



Informe **2025**



FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

Comisión Técnica de determinación de Factores de
Emisión de gases de efecto invernadero



GOBIERNO DEL
ECUADOR

Ministerio de
Ambiente y Energía



Bajo la visión estratégica del Gobierno Nacional, liderado por el presidente Daniel Noboa Azín, reafirmamos nuestro compromiso absoluto con la transición energética sostenible, en articulación directa con el Acuerdo de París y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

La medición precisa y continua de nuestras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se alinea estrictamente con los marcos metodológicos del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) y las directrices del Acuerdo de París. Esta información no es solo un compendio de cifras; son herramientas científicas base para consolidar las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

En un contexto global y regional que exige acciones climáticas urgentes, el **Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (SNI) - Informe 2025** representa un pilar de transparencia y rigor técnico orientado a permanecer a la vanguardia de la gestión de la información ambiental a escala nacional que promueva, la descarbonización de la matriz eléctrica, la gestión de la huella de carbono, respaldar los mercados de carbono y la atracción de inversiones verdes.

Como autoridades de gobierno, entendemos que la gestión climática y la seguridad energética deben avanzar de la mano. Por ello, promovemos políticas públicas integrales que fortalecen la generación de energía limpia, fomentan la eficiencia energética y diversifican la matriz con fuentes renovables no convencionales; contribuyendo el uso sostenible de los recursos y la preservación de nuestros ecosistemas para el bienestar de las actuales y futuras generaciones.

Agradezco a todos los profesionales involucrados en el desarrollo de este documento importante para la ciudadanía, la academia, el sector privado y la comunidad técnica internacional. Mantengo la convicción firme que el conocimiento fundamentado e interdisciplinario es el motor indispensable para la toma de decisiones. Avanzamos firmemente hacia un modelo de desarrollo sostenible bajo en emisiones como sea garantía de progreso y equidad para el Ecuador.

Juan Carlos Blum Baquero

MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA

MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA

Juan Carlos Blum Baquero

VICEMINISTRA DEL AMBIENTE MARINO Y COSTERO

Alicia Jaramillo Cabo

VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

Heriberto Javier Medina Abarca

ÁREA RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN

Operador Nacional de Electricidad CENACE

Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo

ELABORACIÓN

Roberto Carlos Criollo – Operador Nacional de Electricidad CENACE

REVISIÓN TÉCNICA

- Jaime Guerrero – Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Sonia Monserrath Jiménez Sánchez – Pablo Daniel Arias Marín – Viceministerio del Ambiente y Marino Costero .
- María Fernanda Cando – María José Cabrera – Coordinación Nacional Ambiental Eléctrica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- Marilín Chimarro – Andrea Lilibeth Torres – Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- Kevin Haro – Operador Nacional de Electricidad

DISEÑO

Daniel Gutiérrez – Dirección de comunicación MAE

La Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero – CTFE el 18 de junio de 2026 emitió el informe de conformidad al factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para la estadística 2025 y recomendó su aprobación y publicación. Este material puede ser utilizado siempre que se cite la fuente.

DISTRIBUCIÓN GRATUITA PROHIBIDA SU VENTA



GOBIERNO DEL
ECUADOR

*Ministerio de
Ambiente y Energía*



Tabla de contenido

Introducción	6
Definiciones	6
Resumen Ejecutivo	8
1. Método de cálculo del FE CO ₂ de la red eléctrica de Ecuador	9
1.1. Aspectos considerados para la realización del cálculo	10
2. Cálculo del factor de emisión de CO ₂ del S.N.I.	10
2.1. Parámetros del cálculo	10
2.2. Procedimiento de Línea Base	11
2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante	11
2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica	11
2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación (OM)	11
2.2.4. Paso 4. Parte 1: Método seleccionado para el cálculo del factor de margen de operación OM	13
2.2.5. Paso 4. Parte 2: Resultados del cálculo del factor de Margen de Operación (OM)	17
2.2.6. Paso 5. Cálculo del factor de Margen de Construcción (BM)	18
2.2.7. Paso 6. Cálculo del factor de Margen Combinado (CM)	21
2.3. Evolución de las emisiones de CO ₂ en el S.N.I.	22
3. Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. e Islas Galápagos para el cálculo de huella de carbono	23
3.1. Descripción de la Metodología	23
3.2. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono del S.N.I.	24
3.2.1. Paso 1. Definición de alcance del factor	24
3.2.2. Paso 2. Definición de la información a ser utilizada y factores de emisión	24
3.2.3. Paso 3. Estimación del factor	24
3.3. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono para las Islas Galápagos	26
3.4. Resultados obtenidos para el 2025	27
4. Síntesis de resultados y aplicabilidad	27
4.1. Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos	27
4.2. Factor de emisión del S.N.I. y de las Islas Galápagos de Ecuador aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa	27
Referencias	30

Índice de tablas

Tabla Nro. 1 Parámetros de cálculo del factor de emisión de CO ₂	11
Tabla Nro. 2 Requerimientos de determinación de los márgenes de operación y construcción	12
Tabla Nro. 3 Generación eléctrica del S.N.I. de los últimos 5 años en GWh	13
Tabla Nro. 4 Poder calórico de los combustibles utilizados por el sector eléctrico.	16
Tabla Nro. 5 Factor de emisión de CO ₂ para cada uno de los combustibles utilizados en el sector eléctrico	17
Tabla Nro. 6 Resultados del Margen de Operación (OM) para el 2025	17
Tabla Nro. 7 Ponderación del margen de operación de los últimos tres años	18
Tabla Nro. 8 Conjunto de las 5 unidades de generación recientemente ingresadas	18
Tabla Nro. 9 Conjunto de las unidades ingresadas de manera cronológica que conforman el 20% de la generación eléctrica del 2025	19



Tabla Nro. 10 Valores del factor de emisión de CO ₂ del margen combinado ex Ante	21
Tabla Nro. 11 Valores del factor de emisión de CO ₂ del margen combinado ex Post	22
Tabla Nro. 12 Factores de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O (IPCC, 2006)	25
Tabla Nro. 13 Potencial de Calentamiento Global para CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O (IPCC, 2013)	25
Tabla Nro. 14 Gases de Efecto Invernadero por generación eléctrica en el S.N.I.	26
Tabla Nro. 15 Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono	26
Tabla Nro. 16 Gases de Efecto Invernadero en generación eléctrica de Islas Galápagos	26
Tabla Nro. 17 Factor de emisión por el uso de electricidad en las Islas Galápagos para cálculo de huella de carbono	27
Tabla Nro. 18 Factores de emisión Ex Ante y Ex Post del SNI de Ecuador por tipo de proyecto	27

Índice de gráficos

Gráfica Nro. 1 Pasos para el cálculo del factor de emisión con metodología de la UNFCCC	9
Gráfica Nro. 2 Curva de duración de carga. (UNFCCC, TOOL07, 2018)	15
Gráfica Nro. 3 Cálculo de horas marginales de Generación de Bajo Costo (GBC). Fuente (UNFCCC, TOOL07, 2018)	16
Gráfica Nro. 4 Emisiones de CO ₂ en el S.N.I. del 2017 al 2025. Fuente (CENACE, 2025)	23
Gráfica Nro. 5 Proceso de construcción del factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono. Fuente: Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)	23
Gráfica Nro. 6 Factor de emisión de CO ₂ del 2017 al 2025. Fuente (CENACE, 2025)	27
Gráfica Nro. 7 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en el Ecuador continental (para el S.N.I.) Fuente: (CENACE, 2025)	28
Gráfica Nro. 8 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en las Islas Galápagos. Fuente: (CENACE, 2025)	29



Introducción

El Gobierno Ecuatoriano, comprometido con la mitigación del Cambio Climático, ha implementado políticas que fomentan el desarrollo de energías limpias y la eficiencia energética en todos los sectores. Para cumplir con estos objetivos, el Ministerio de Ambiente y Energía (MAE) trabaja implementando medidas de mitigación y monitoreo de los parámetros ambientales. En este marco, en 2011 se creó la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (CTFE), encargada de elaborar el informe anual del Factor de Emisión de Dióxido de Carbono (CO₂) del Ecuador.

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE), como ente responsable de la actualización anual del Factor de Emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador Continental, ha recopilado la información de operación del sistema eléctrico ecuatoriano correspondiente al año 2025, con el objetivo de actualizar este indicador, tarea que se realiza desde el año 2010.

Se ha establecido como guía la herramienta metodológica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés), denominada “Tool 07 - Herramienta para el cálculo del factor de emisión de CO₂ para un sistema eléctrico”, versión v7.0. (UNFCCC, TOOL07, 2018). Esta herramienta metodológica se encuentra vigente y ratificada por la UNFCCC, tal y como se indica en la catorceava edición de la publicación Compendio Metodológico del Mecanismo de Desarrollo Limpio (UNFCCC, 2022).

Desde la publicación del reporte del año 2022, el informe presenta el factor de emisión para estimación de inventarios de gases de efecto invernadero/huella de carbono basados en la metodología propuesta por el Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol), es presentado tanto para el Ecuador continental como para las Islas Galápagos.

Definiciones

Energías Renovables No Convencionales (ERNCC): Conforme consta en el artículo 3 de la LOSPEE “Se consideran como energías renovables no convencionales a las fuentes: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz, hidroeléctrica de capacidades menores, en los términos y condiciones establecidas en la normativa, y otras que se llegaren a definir en la regulación respectiva.” y el artículo 22 del RGLOSPEE, por lo que su factor de emisión para huella de carbono se considera 0 t CO₂/MWh.

Factor de emisión de CO₂(FE): Es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera, por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada en base a la combustión de combustible fósil. (UNFCCC, TOOL07, 2018)

Gases de Efecto Invernadero (GEI): Los gases de efecto invernadero son aquellos constituyentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja térmica emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. (IPCC, 2006).

Generación de bajo costo (Low cost/must run): Es la energía compuesta por las unidades hidráulicas y renovables no convencionales (bagazo, biomasa, biogás, eólica, solar).

Generación Neta: Es la diferencia entre la generación total y el consumo de los servicios auxiliares de la unidad de generación. Es aquella energía que se entrega a la red eléctrica para el consumo del usuario y el consumo propio del sistema de transmisión. (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Lambda: Está determinado por número de horas en el año en que la generación de bajo costo abasteció la demanda de potencia por sí sola.



Margen de Construcción (BM): El factor de emisión de CO₂ del margen de construcción representa las emisiones asociadas al ingreso de nuevas unidades de generación para el periodo en el que se ha calculado, cuya construcción y operación sería desplazada por la actividad del proyecto de energía renovable o eficiencia energética. (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Margen de Operación (OM): El factor de emisión de CO₂ del margen de operación representa las emisiones asociadas a las unidades de generación que actualmente están conectadas a la red, para el periodo en el que se ha calculado; y, que sería afectada por la actividad del proyecto de energía renovable o eficiencia energética. (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Margen Combinado (CM): El factor de emisiones de CO₂ del margen combinado corresponde a la ponderación asignada en el cálculo de los dos márgenes anteriores. (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Mínima potencia anual: Es la mínima potencia horaria registrada en el año calendario.

Máxima potencia anual: Es la máxima potencia horaria registrada en el año calendario.

MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio): Establecido para ejecución de proyectos bajo el Protocolo de Kioto, que tiene como objetivo alcanzar una efectiva contabilización de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo. En el Ecuador existen aún proyectos registrados como MDL, los cuales por metodología deben quedar por fuera del cálculo del factor de emisión. Actualmente el MDL y sus metodologías estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del 2025, posteriormente este mecanismo será reemplazado progresivamente por el mecanismo establecido en el artículo 6.4 del Acuerdo de París. El órgano de supervisión correspondiente emitirá oportunamente los lineamientos y metodologías necesarios para permitir que los proyectos previamente registrados bajo el MDL puedan continuar siendo considerados, siempre que se ajusten a los nuevos requisitos establecidos. (UNFCCC, Methodologies, 2025).

MWh: Unidad de medida energética, equivalente a un millón de vatios hora. Es la energía necesaria para suministrar una potencia de un millón de vatios constante durante una hora.

Planta/unidad de generación: La unidad de generación es el equipamiento que genera energía eléctrica, una planta de generación está compuesta por varias unidades de generación. (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Red eléctrica: Se establece como el conjunto de elementos y sistemas que se encuentran entre las unidades de generación y los consumidores finales (UNFCCC, TOOL07, 2018).

Sistemas aislados: En el Ecuador, son los sistemas eléctricos que no se encuentran conectados al S.N.I.

Sistema Nacional de Transmisión (SNT): Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre consumidores y centros de generación (unidades de generación), el cual permite el paso de la energía a todo el territorio nacional.

Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.): En el Ecuador continental, es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, conectado entre sí, que permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo.



Resumen Ejecutivo

La Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero (CTFE) es responsable de calcular el factor de emisión (FE) de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y por tercer año, de las Islas Galápagos, en el contexto de la mitigación del cambio climático en el país. Este cálculo es de gran importancia para los proponentes y ejecutores de proyectos de generación eléctrica renovable y eficiencia energética; así como, para el monitoreo de la huella de carbono de las empresas/usuarios que requieren evaluar los inventarios de gases de efecto invernadero o huella de carbono corporativas.

La CTFE alineada a las metodologías por la UNFCCC, ha analizado los niveles de cálculo y herramientas disponibles para la estimación del FE de una red eléctrica. El factor de emisión presentado en este documento utiliza la herramienta "Tool 07 v7.0" publicada por la UNFCCC en conjunto con las estadísticas nacionales del año 2025; así como, la información de los nuevos proyectos de generación incorporados del S.N.I.

Es importante destacar que el FE es un indicador clave en la mitigación del cambio climático ya que permite tener una referencia de la cantidad de emisiones de CO₂ asociadas a la producción de electricidad en una red eléctrica. Además, evalúa la efectividad de las políticas de mitigación implementadas por el país y las empresas; y, facilita la toma de decisiones informadas para cuantificar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos

En el presente estudio se ha recopilado la estadística del S.N.I. para el año 2025, con la cual se realizó el cálculo de los márgenes de operación, construcción y combinado para las opciones ex Ante y ex Post; el detalle del cálculo se encuentra en la sección 2.2. Para cuantificar el CO₂ resultante de un año de operación de un proyecto o iniciativa, se utiliza el Margen Combinado ex Post, el cual se encuentra definido por la suma ponderada de los otros márgenes (operación y construcción), como se detalla continuación:

$$FE_{grid,CM,2025} = FE_{grid,OM,2025}W_{OM} + FE_{grid,BM,2025}W_{BM} \quad (1)$$

a) FE de la red para proyectos eólicos y solares

Los factores de ponderación W conforme a la metodología, serían de 0,75 y 0,25 para el margen de operación y de construcción, respectivamente. Dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red de **0,4924 t CO₂/MWh**.

b) FE de la red para otros proyectos

El factor de ponderación W conforme a la metodología, sería de 0,50 tanto para el margen de operación como para el de construcción. Dando como resultado un margen combinado o factor de emisión de la red de **0,3484 t CO₂-eq/MWh**.

Estos factores de emisión deben ser utilizados para cuantificar los impactos resultantes de la incorporación de proyectos nuevos en la red eléctrica, tomando en cuenta su tecnología; así como, para cuantificar los impactos obtenidos de ahorro en el consumo de la energía eléctrica suministrada por la red (eficiencia energética).

Factor de emisión del S.N.I. y de las Islas Galápagos de Ecuador, aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa

Para el cálculo de este factor de emisión se toma en cuenta las metodologías internacionales como la de Alcance 2 del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (Scope 2 - GHG Protocol por sus siglas en inglés) y las Normas ISO 14064-1:2018,

ISO 14064-2:2019, ISO 14064-3:2019 e ISO 14067:2018, y sus respectivas adopciones nacionales NTE INEN-ISO 14064, para el presente informe se considera lo establecido por el GHG Protocol, obteniendo los siguientes resultados:

$$FE_{H,2025} = \frac{\text{Emisiones Totales de CO}_2 \text{ de la Generación}_{SNI 2025}}{\text{Electricidad Generada}_{SNI 2025}} \quad (2)$$

a) Factor de emisión para Ecuador Continental:

Para la estadística del 2025 se tiene el siguiente Factor de Emisión: 0,1113 t CO₂-eq/MWh

b) Factor de emisión para las Islas Galápagos

Para la estadística del 2025 se tiene el siguiente Factor de Emisión para las siguientes Islas Galápagos:

- Santa Cruz: 0,6764 t CO₂-eq/MWh
- San Cristóbal: 0,6623 t CO₂-eq/MWh
- Isabela: 0,9866 t CO₂-eq/MWh

1. Método de cálculo del FE CO₂ de la red eléctrica de Ecuador

Conforme a la herramienta metodológica de la UNFCCC se pueden establecer los siguientes pasos para el cálculo del factor de emisión.



Gráfica Nro. 1 Pasos para el cálculo del factor de emisión con metodología de la UNFCCC



1.1. Aspectos considerados para la realización del cálculo

Para la realización de este informe se abordaron algunas consideraciones, destacándose las siguientes:

- La herramienta metodológica de la UNFCCC contempla una red eléctrica interconectada; por tanto, los sistemas eléctricos aislados¹ deben quedar excluidos de su alcance.
- Para el caso de la interconexión eléctrica con Colombia, sobre la base que en 2008 se realizó una repotenciación del sistema de transmisión de 230 kV, se consideró la energía registrada en los medidores en barras de Ecuador por los circuitos adicionales con un factor de emisión de CO₂ igual a cero, como indica la "Herramienta para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico v7.0". (UNFCCC, TOOL07, 2018)
- Las unidades que se han registrado como proyectos MDL en la Junta Ejecutiva (JE) MDL de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, no han sido consideradas dentro del cálculo, así como las unidades de generación de energías renovables no convencionales (fotovoltaicas, eólicas, biomasa, biogás).

2. Cálculo del factor de emisión de CO₂ del S.N.I.

En esta sección se presenta una descripción de la herramienta metodológica de la UNFCCC, tomando en cuenta las condiciones del sistema eléctrico ecuatoriano que permite calcular los factores de operación (OM), construcción (BM) y combinado (CM). Parámetros que son utilizados para establecer la línea base de proyectos de eficiencia energética; así como también, para los proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables, convencionales y no convencionales.

A través del proyecto de automatización del cálculo del factor de emisión de CO₂, con el apoyo de la Agencia Internacional de las Energías Renovables - IRENA, ha permitido establecer tiempos más cortos para la estimación del factor de emisión, minimizando los errores por carga de información manual.

2.1. Parámetros del cálculo

En base a los criterios de la herramienta metodológica v7.0., de la UNFCCC para determinar el factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica, se deben considerar los siguientes parámetros a ser calculados:

Margen de construcción (BM): Permite establecer el factor de emisión de la nueva generación que se ha incorporado a la red eléctrica en los últimos 10 años y que corresponde al 20% de la generación del último año que se tiene datos.

Margen de operación (OM): Permite establecer el factor de emisión que se presentó durante el año de estudio, con la operación de las centrales actualmente conectadas a la red.

Margen combinado (CM): Este factor se utiliza para crear una línea base de un proyecto de energía renovable, su cálculo se lo realiza en base a los márgenes (BM) y (OM), asignando un porcentaje tanto al BM como al OM, la suma del porcentaje asignado no puede superar el 100%.

¹ Para esta metodología sólo se contempla al Sistema Nacional Interconectado.

Tabla Nro. 1 Parámetros de cálculo del factor de emisión de CO₂

Parámetros	Unidades	Descripción
$FE_{grid.BM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen de construcción en el año "y"
$FE_{grid.OM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen de operación en el año "y"
$FE_{grid.CM}$	tCO_2/MWh	Factor de emisión de CO ₂ para el margen combinado en el año "y"

Fuente: (UNFCCC, TOOL07, 2018)

2.2. Procedimiento de Línea Base

2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante

La red eléctrica considerada en este cálculo está conformada por todos los elementos conectados al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador continental.²

2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica

Para el presente cálculo no se consideran las unidades de generación que no están conectadas al S.N.I., como lo son:

- Isla Puná.
- Región Insular - Galápagos.
- Sistema Oriental (Sistemas menores ubicados en la región nororiental del Ecuador manejados por la unidad de negocio TERMOPICHINCHA de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP).
- El sistema de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero - SEIP.

2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación (OM)

Para el cálculo del factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica debido a su operación, denominado "margen de operación" se basa en uno de los siguientes métodos:

- Simple OM.** - Puede ser utilizado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representa menos del 50% del total de la generación.
- Simple ajustado OM.** - Puede ser utilizado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representa más del 50% del total de la generación.
- Análisis de despacho OM.** - Está sujeto al nivel de información que se posee en el país, puesto que son los datos horarios de la producción de energía.
- Ponderado OM.** - Es calculado mediante el uso del rendimiento promedio en el periodo de análisis de la generación de todas las plantas termoeléctricas que hacen parte de la red.

² El Sistema Nacional Interconectado está conformado por los Sistemas de Distribución, Transmisión, Generación, Auto-generadores, Grandes consumidores e Interconexiones internacionales con Colombia y Perú. No contempla las Islas Galápagos.

Tabla Nro. 2 Requerimientos de determinación de los márgenes de operación y construcción

Datos requeridos según las opciones	Despacho OM	Simple ajustado OM	Simple OM	Promedio OM	Margen Construcción
Generación de energía por planta		✓	✓		✓
Consumo de combustible por planta		✓	✓		✓
Generación de energía agregada			✓	✓	
Consumo de combustible agregado			✓	✓	
Tipo de combustible y tecnología		✓	✓		✓
Generación de energía por hora y consumo de combustible por planta	✓				
Carga horaria de la red		✓			
Fecha de puesta en servicio de centrales / unidades					✓

Para el caso del Ecuador y de acuerdo con la conformación del S.N.I. y los datos del sistema eléctrico analizados, se aplicó el Método Simple Ajustado, realizando el balance de los últimos cinco años como muestra la Tabla Nro. 3, en la cual se puede observar que la generación de bajo costo (low cost), representa el 85,8 % en promedio. Esto es congruente con el método utilizado que indica que la generación de electricidad de bajo costo debe ser mayor al 50 % del total.

Para este método de cálculo la herramienta propone establecer la estadística de datos tomando en cuenta los siguientes antecedentes:

- **Opción ex Post:** Esta opción es tomada para el año en que el proyecto desplaza energía de la red eléctrica, y su monitoreo debe realizarse anualmente, es por ello que este factor debería actualizarse anualmente, tomando en cuenta que los datos para el cálculo anual se encuentran disponibles seis meses después de finalizado el año. Por otro lado, se puede tomar datos de años anteriores (y - 1), si no se disponen datos después de 18 meses.
- **Opción ex Ante:** Este método permite calcular el factor de emisión una sola vez durante la etapa de validación del proyecto (el cual desplazará la generación eléctrica de la red). Por lo tanto, no requiere actualizaciones periódicas, siempre y cuando el cálculo inicial se realice con los datos de los últimos 3 años.

Tabla Nro. 3 Generación eléctrica del S.N.I. de los últimos 5 años en GWh

año	Low cost/must run (1)	No Low cost/must run (2)	Total	% low cost	% No low cost
2021	26,305.35	1,729.41	28,034.76	93.8%	6.2%
2022	25,359.88	3,329.15	28,689.03	88.4%	11.6%
2023	26,890.11	4,956.02	31,846.12	84.4%	15.6%
2024	24,419.68	6,786.15	31,205.83	78.3%	21.7%
2025	29,071.08	4,978.52	34,049.60	85.4%	14.6%
Total:	132,046	21,779	153,825	85.8%	14.2%

Fuente: (Cenace, 2025)

2.2.4 Paso 4. Parte 1: Método seleccionado para el cálculo del factor de margen de operación OM

El margen de operación (OM) bajo el método simple ajustado se lo calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$FE_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot FE_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot FE_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (3)$$

$FE_{grid,OM-adj,y}$ Factor de emisión de CO₂ del margen de operación simple ajustado para el año "y" (t CO₂/MWh)

λ_y Factor que expresa el porcentaje de tiempo que marginó la generación de bajo costo en el año "y"

$EG_{m,y}$ Energía neta entregada a la red por las unidades de generación "m" en el año "y" (MWh)

$EG_{k,y}$ Energía neta entregada a la red por las unidades de generación "k" en el año "y" (MWh)

$FE_{EL,m,y}$ Factor de emisión de las unidades de generación "m" (generación eléctrica no renovable, convencional y no convencional) en el año "y" (t CO₂/MWh)

$FE_{EL,k,y}$ Factor de emisión de las unidades de generación "k" (generación de bajo costo) en el año "y" (t CO₂/MWh)

m Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de la generación de bajo costo

k Todas las unidades de generación de bajo costo conectadas a la red en el año "y"

y Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

El cálculo del factor de emisión por el método **Simple Ajustado OM** se lo realiza considerando las siguientes opciones:

Opción A1: Para este caso se realiza el cálculo en base de la generación eléctrica neta de cada unidad de potencia y el factor de emisión para cada una de las unidades de generación, como muestra la siguiente ecuación:

$$FE_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot FE_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (4)$$

$FE_{EL,m,y}$ Factor de emisión de CO₂ de las unidades de generación "m" en el año "y" (t CO₂/MWh)

$FC_{i,m,y}$ Cantidad de combustible fósil "i" consumido en el año "y" de las unidades de generación "m" (unidad de masa o volumen)

$NCV_{i,y}$ Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo "i" en el año "y" (TJ/unidad de masa o volumen)

$FE_{CO_2,i,y}$ Factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible "i" en el año "y" (t CO₂/TJ)

$EG_{m,y}$ Energía neta generada en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo (MWh)

m Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo

i Todos los combustibles utilizados por las unidades de generación "m" en el año "y"

y Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Opción A2: Si se dispone solo del dato de generación eléctrica y el tipo de combustible, el factor de emisión debe ser determinado con base en el factor de emisión de CO₂ del tipo de combustible utilizado y la eficiencia de la unidad de energía con la siguiente ecuación:

$$FE_{EL,m,y} = \frac{FE_{CO_2,m,i,y} \cdot 3,6}{\eta_{m,y}} \quad (5)$$

$FE_{EL,m,y}$ Factor de emisión de CO₂ de las unidades de generación en el año "y" (t CO₂/MWh)

$FE_{CO_2,m,i,y}$ Factor de emisión de CO₂ promedio del combustible "i" utilizado por la planta "m" en el año "y" (t CO₂/TJ)

$\eta_{m,y}$ Eficiencia de conversión promedia de la planta "m" en el año "y"

m Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año "y" a excepción de las unidades de bajo costo

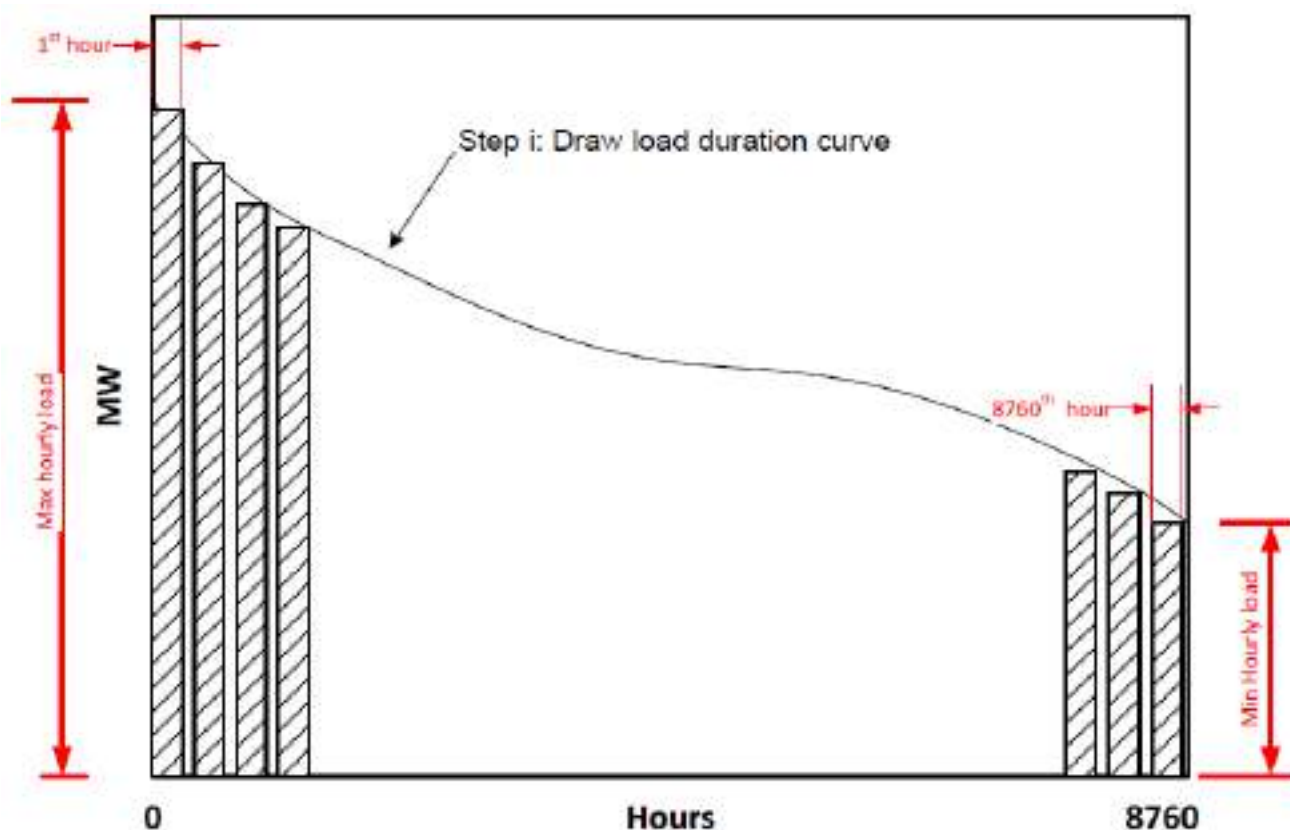
y Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Cálculo de lambda λ_y el cálculo de este parámetro se lo realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$\lambda_y = \frac{\text{Number of hours low-cost/must-run are on the margin in year "y"}}{8.760 \text{ hours per year}} \quad (6)$$

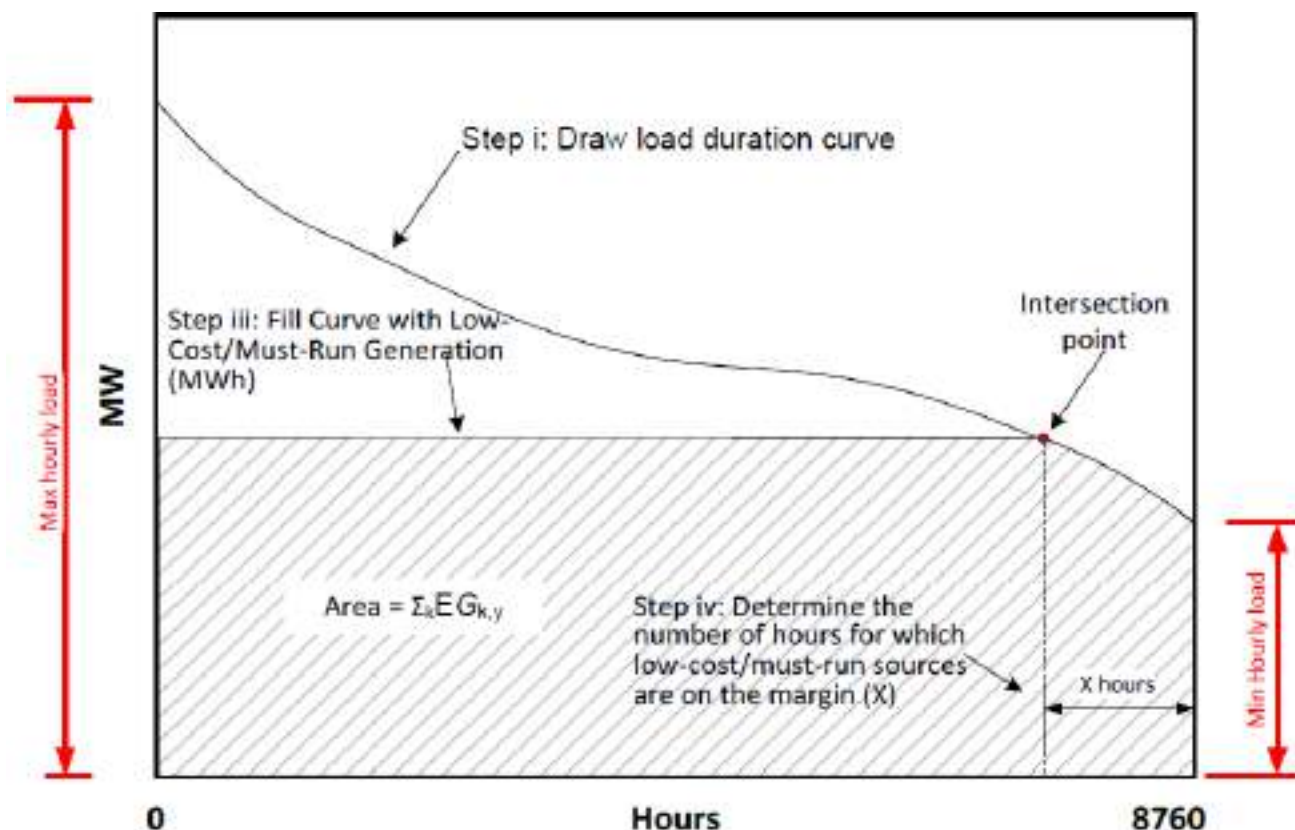
La determinación del número de horas en las que la generación de bajo costo cubre la demanda, se basa en lo siguiente:

1. Se establece la curva de duración de carga, apilamos las potencias horarias presentados durante los 8.760 periodos horarios del año de mayor a menor, de tal forma de establecer la mínima potencia del año y la máxima potencia del año.
2. Se establece la suma de la generación de todas las unidades de bajo costo.



Gráfica Nro. 2 Curva de duración de carga. (UNFCCC, TOOL07, 2018)

3. Se establece el área que tendía la potencia de mínimo costo, se va obteniendo el área de la generación de bajo costo que cruce con la curva de carga, de tal forma de establecer las horas en las que la generación de bajo costo abasteció la demanda por sí sola, tal como se muestra:



Gráfica Nro. 3 Cálculo de horas marginales de Generación de Bajo Costo (GBC). Fuente (UNFCCC, TOOL07, 2018)

Las fuentes de información empleadas para el cálculo del Factor de Emisión de CO₂ del S.N.I. del Ecuador son las siguientes:

- $FC_{i,m,y}$ la cantidad de combustible fósil utilizado por las unidades de generación conectadas a la red eléctrica es proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, presentada en la hoja de cálculo “6. Combustibles” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2025.xlsx”.
- $EG_{m,y}$ la energía neta generada por cada unidad de generación conectada a la red eléctrica es proporcionada por CENACE presentada en la hoja “3. FE_OM” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2025.xlsx”.
- $NCV_{i,y}$ se consideró la información disponible sobre Poder Calorífico Neto de la Tabla 1.2. del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006) como se muestra a continuación:

Tabla Nro. 4 Poder calórico de los combustibles utilizados por el sector eléctrico.

Combustible	Poder Calorífico Neto (TJ/Gg)
Fuel oil	40,4
Diésel	43,0
Gas Natural	48,0
Nafta	44,5
Residuo	40,4
Bunker	42,3

Fuente: (IPCC, 2006)

- $FE_{CO_2,LY}$ el factor de emisión por cada tipo de combustible tiene como referencia la Tabla 1.4 del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC 2006, utilizando el valor por defecto, los criterios para seleccionar los factores de emisión de los combustibles son similares a los indicados para el Poder Calorífico Neto como se indica a continuación:

Tabla Nro. 5 Factor de emisión de CO₂ para cada uno de los combustibles utilizados en el sector eléctrico

Combustible	Valor (kg CO ₂ /TJ)
Diesel	74.100
Fuel Oil	77.400
Petróleo	73.300
GLP	63.100
Gas Natural	56.100
Bagazo	100.000
Biogás	54.800

Fuente: (IPCC, 2006)

2.2.5. Paso 4. Parte 2: Resultados del cálculo del factor de Margen de Operación (OM)

Con base en las ecuaciones y los parámetros de cálculo mencionados en los párrafos anteriores, se realizó el cálculo del factor OM para el año 2025.

Tabla Nro. 6 Resultados del Margen de Operación (OM) para el 2025

Parámetros		Valor	Unidad
Lambda	λ_{2025}	0,1741	-
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2025} \cdot FE_{EL,m,2025}$	3.836.232	tCO ₂
	$\sum_m EG_{m,2025}$	4.978.520	MWh
Generadores de bajo costo	$\sum_k EG_{k,2025} \cdot FE_{EL,k,2025}$	-	tCO ₂
	$\sum_k EG_{k,2025}$	29.071.078	MWh
Factor de emisión de CO ₂ para el margen de operación	$FE_{grid,OM-adj,2025}$	0,6364	tCO ₂ /MWh

Fuente: (CENACE, 2025)

El factor de emisión ex Post se determina con los datos del año 2025.

$$FE_{grid,OM-adj,ex\ post\ 2025} = 0,6364 [tCO_2/MWh]$$



Datos para el cálculo del factor de emisión ex Ante

Para el factor de emisión ex Ante se considera los datos de margen de operación de los últimos tres años, dando como resultado los siguiente:

Tabla Nro. 7 Ponderación del margen de operación de los últimos tres años

Parámetros	2023	2024	2025
$FE_{grid,OM-adj,y} [tCO_2/MWh]$	0.6459	0.6492	0.6364
Generación anual (GWh)	31,846.12	31,205.83	34,049.60
Ponderación (generación)	32.8%	32.1%	35.1%

$$FE_{grid,OM-adj,ex\ ante\ 2023-2025} = 0,6436 [tCO_2/MWh]$$

2.2.6. Paso 5. Cálculo del factor de Margen de Construcción (BM)

Las unidades que deben ser incluidas dentro del cálculo BM se ha determinado conforme los siguientes parámetros:

- a) En el último año de operación (2025), se ha evidenciado el ingreso de las centrales Karpowership_EMRE BEY, Karpowership_MURAT BEY, GAS VESUBIO, EL DESCANSO II y Karpowership_ERIN SULTAN. Para el conjunto de estas cinco unidades (AEG SET 5-units) se han considerado estos ingresos en base a su producción de energía que representa el 2,81 % de la generación total.

Tabla Nro. 8 Conjunto de las 5 unidades de generación recientemente ingresadas

Unidad	Tecnología	Inicio de Operación	Generación Neta (MWh)	%	% Acumulado
KARPOWERSHIP-EMRE U1	Termoeléctrica	16/9/2024	484.436,18	1,42%	1,42%
KARPOWERSHIP-MURAT	Termoeléctrica	16/1/2025	251.818,53	0,74%	2,16%
GAS VESUBIO	Termoeléctrica	26/8/2025	6.349,74	0,02%	2,18%
DESCANSO II	Termoeléctrica	13/9/2025	8.102,65	0,02%	2,20%
KARPOWERSHIP-ENRINSULTAN	Termoeléctrica	1/10/2025	204.796,62	0,60%	2,81%
Generación Anual de Electricidad (5 unidades recientes)			955.503,71	2,81%	2,81%

- b) Para establecer el conjunto de las unidades que representan el 20% de la generación del último año de operación (AEG SET=> 20%), se consideró las unidades que tengan menos de 10 años de operación en la red eléctrica.

Tabla Nro. 9 Conjunto de las unidades ingresadas de manera cronológica que conforman el 20% de la generación eléctrica del 2025

Unidad	Tecnología	Inicio de Operación	Generación Neta (MWh)	%	% Acumulado
KARPOWERSHIP-ENRINSULTAN	Termoeléctrica	1/10/2025	204.796,62	0,60%	0,60%
DESCANSO II	Termoeléctrica	13/9/2025	8.102,65	0,02%	0,63%
GAS VESUBIO	Termoeléctrica	26/8/2025	6.349,74	0,02%	0,64%
C.H. SAN BARTOLO U2	Hidroeléctrica	23/5/2025	0,00	0,00%	0,64%
KARPOWERSHIP-MURAT	Termoeléctrica	16/1/2025	251.818,53	0,74%	1,38%
C.H. MINI TOACHI	Hidroeléctrica	13/5/2025	0,00	0,00%	1,38%
C.H. SAN BARTOLO U3	Hidroeléctrica	21/12/2024	0,00	0,00%	1,38%
C.H. SAN BARTOLO U1	Hidroeléctrica	21/12/2024	0,00	0,00%	1,38%
C.H. ALLURIQUIN	Hidroeléctrica	1/4/2025	0,00	0,00%	1,38%
C.T. GAS GREEN U6-U7	Termoeléctrica	31/12/2024	22.741,30	0,1%	1,5%
KARPOWERSHIP-EMRE	Termoeléctrica	16/9/2024	484.436,18	1,4%	2,9%
C. H. HUAYQUICHUMA U1	Hidroeléctrica	31/1/2024	23.792,25	0,1%	2,9%
C. H. HUAYQUICHUMA U2	Hidroeléctrica	31/1/2024	17.560,16	0,1%	3,0%
HUASCACHACA U2	Eólica	1/2/2023	0,00	0,0%	3,0%
HUASCACHACA U1	Eólica	1/1/2023	0,00	0,0%	3,0%
ULBA U1	Hidroeléctrica	1/3/2023	8.231,53	0,0%	3,0%
SAN JOSE DE TAMBO U1	Hidroeléctrica	1/9/2023	49.015,27	0,1%	3,2%
HUASCACHACA U4	Eólica	1/12/2022	0,00	0,0%	3,2%
HUASCACHACA U3	Eólica	1/12/2022	0,00	0,0%	3,2%
SABANILLA U2	Hidroeléctrica	1/9/2022	110.151,72	0,3%	3,5%
SABANILLA U1	Hidroeléctrica	1/9/2022	117.873,17	0,3%	3,8%
SARAPULLO U3	Hidroeléctrica	1/3/2022	72.721,25	0,2%	4,0%
SARAPULLO U2	Hidroeléctrica	2/2/2022	72.750,52	0,2%	4,3%
SARAPULLO U1	Hidroeléctrica	2/2/2022	61.535,79	0,2%	4,4%
PICHACAY MC U2	Térmico Biogás	1/7/2021	0,00	0,0%	4,4%
CHALPI U1	Hidroeléctrica	1/4/2021	33.346,16	0,1%	4,5%
VINDOBONA U1	Hidroeléctrica	1/2/2021	7.011,04	0,0%	4,6%
EL LAUREL U1	Hidroeléctrica	1/11/2020	8.056,48	0,0%	4,6%
DUE U3	Hidroeléctrica	1/10/2020	93.632,45	0,3%	4,9%
HIDROPERLABI U1	Hidroeléctrica	12/7/2020	13.583,70	0,0%	4,9%
HIDROPERLABI U2F	Hidroeléctrica	12/7/2020	0,00	0,0%	4,9%
SAN JOSE DE MINAS U1	Hidroeléctrica	7/2/2020	0,00	0,0%	4,9%
LA CALERA U1	Hidroeléctrica	1/8/2019	399,87	0,0%	4,9%
LA CALERA U2	Hidroeléctrica	1/8/2019	672,62	0,0%	4,9%
LA CALERA U3	Hidroeléctrica	1/8/2019	5.483,56	0,0%	4,9%
SERMAA U1	Hidroeléctrica	1/8/2019	1.655,35	0,0%	4,9%



RIO VERDE CHICO U1	Hidroeléctrica	1/3/2019	41.845,19	0,1%	5,0%
RIO VERDE CHICO U2	Hidroeléctrica	1/3/2019	41.872,59	0,1%	5,2%
ISIMANCHI U1	Hidroeléctrica	1/12/2018	0,00	0,0%	5,2%
ISIMANCHI U2	Hidroeléctrica	1/12/2018	0,00	0,0%	5,2%
ISIMANCHI U3	Hidroeléctrica	1/12/2018	0,00	0,0%	5,2%
PUSUNO 1 U1	Hidroeléctrica	1/12/2018	60.365,01	0,2%	5,3%
PUSUNO 1 U2	Hidroeléctrica	1/12/2018	57.925,61	0,2%	5,5%
MINAS SAN FRANCISCO U1	Hidroeléctrica	1/10/2018	0,00	0,0%	5,5%
MINAS SAN FRANCISCO U2	Hidroeléctrica	1/10/2018	0,00	0,0%	5,5%
MINAS SAN FRANCISCO U3	Hidroeléctrica	1/10/2018	0,00	0,0%	5,5%
DELSITANISAGUA U1	Hidroeléctrica	1/9/2018	192.990,79	0,6%	6,1%
DELSITANISAGUA U2	Hidroeléctrica	1/9/2018	214.506,38	0,6%	6,7%
DELSITANISAGUA U3	Hidroeléctrica	1/9/2018	210.291,53	0,6%	7,3%
NORMANDIA U1	Hidroeléctrica	1/7/2018	77.100,27	0,2%	7,6%
NORMANDIA U2	Hidroeléctrica	1/7/2018	77.636,29	0,2%	7,8%
NORMANDIA U3	Hidroeléctrica	1/7/2018	74.350,03	0,2%	8,0%
NORMANDIA U4	Hidroeléctrica	1/7/2018	76.742,24	0,2%	8,2%
NORMANDIA U5	Hidroeléctrica	1/7/2018	78.705,93	0,2%	8,5%
PALMIRA U1	Hidroeléctrica	1/12/2017	33.741,20	0,1%	8,6%
PALMIRA U2	Hidroeléctrica	1/12/2017	29.719,34	0,1%	8,6%
SIGCHOS U1	Hidroeléctrica	1/8/2017	43.730,80	0,1%	8,8%
SIGCHOS U2	Hidroeléctrica	1/8/2017	43.889,43	0,1%	8,9%
SIGCHOS U3	Hidroeléctrica	1/8/2017	45.773,73	0,1%	9,0%
DUE U1	Hidroeléctrica	1/6/2017	192.343,10	0,6%	9,6%
DUE U2	Hidroeléctrica	1/6/2017	196.516,37	0,6%	10,2%
PICHACAY MC U1	Térmico Biogás	1/5/2017	0,00	0,0%	10,2%
CORAZON U01	Hidroeléctrica	1/3/2017	4.233,25	0,0%	10,2%
URAVIA U01	Hidroeléctrica	1/3/2017	3.205,69	0,0%	10,2%
JIVINO 1 MC U3	Térmico Diesel	1/12/2016	0,00	0,0%	10,2%
HIDROVICTORIA U1	Hidroeléctrica	4/11/2016	16.908,22	0,0%	10,3%
HIDROVICTORIA U2	Hidroeléctrica	4/11/2016	18.296,66	0,1%	10,3%
COCA CODO SINCLAIR U5	Hidroeléctrica	8/10/2016	1.183.186,70	3,5%	13,8%
COCA CODO SINCLAIR U6	Hidroeléctrica	8/10/2016	1.087.899,73	3,2%	17,0%
COCA CODO SINCLAIR U7	Hidroeléctrica	8/10/2016	1.152.712,17	3,4%	20,4%
COCA CODO SINCLAIR U8	Hidroeléctrica	8/10/2016	1.159.230,91	3,4%	23,8%
ALAZÁN U1	Hidroeléctrica	16/9/2016	44.289,30	0,1%	23,9%
TOPO U1	Hidroeléctrica	12/9/2016	109.279,12	0,3%	24,2%
TOPO U2	Hidroeléctrica	12/9/2016	115.753,79	0,3%	24,6%

c) Tomando en cuenta los resultados de los dos grupos anteriores, se ha seleccionado las unidades que conforman el 20% de la generación eléctrica, con las siguientes consideraciones:

- Las unidades de generación entran en operación el día que inicia su suministro de energía a la red eléctrica.
- Las unidades de generación registradas como MDL se excluyen de la muestra m .

El Margen de Construcción con datos operativos del 2025 es el siguiente:

$$FE_{grid.BM.2025} = 0,0603 [t CO_2/MWh]$$

2.2.7. Paso 6. Cálculo del factor de Margen Combinado (CM)

El factor de emisión del margen combinado representa un promedio ponderado de los márgenes OM y BM calculados, como se muestra en las siguientes ecuaciones.

a) Opción ex Ante:

$$EF_{grid.CM.2023-2025} = EF_{grid.OM.2023-2025}W_{OM} + EF_{grid.BM.2025}W_{BM} \quad (7)$$

Dónde:

$EF_{grid.CM.2023-2025}$ Factor de emisión margen combinado en los años 2023-2025
($t CO_2/MWh$)

$EF_{grid.OM.2023-2025}$ Factor de emisión margen operación entre los años 2023-2025
($t CO_2/MWh$)

$EF_{grid.BM.2025}$ Factor de emisión margen de construcción en el año 2025
($t CO_2/MWh$)

Las ponderaciones **WOM - WBM** son dependientes de la tecnología del proyecto de energía renovable que se quiere certificar. La metodología indica que se puede utilizar los siguientes porcentajes para ciertas tecnologías:

Tabla Nro.10 Valores del factor de emisión de CO₂ del margen combinado de ex ante

Termoeléctrica, Hidroeléctrica		Eólica, Solar	
W_{OM}	0,5	W_{OM}	0,75
W_{BM}	0,5	W_{BM}	0,25
$FE_{grid.CM.2023-2025} =$	0,3520 $t CO_2/MWh$	$FE_{grid.CM.2023-2025} =$	0,4978 $t CO_2/MWh$

El factor **CM** ex Ante debe aplicarse exclusivamente a los proyectos que se encuentran en fase de validación. Por esta razón, no es necesario realizar un nuevo cálculo durante el periodo de acreditación, ya que dicho factor corresponde a la ponderación de los datos de los últimos tres años.



b) Opción ex Post

$$FE_{grid.CM.2025} = FE_{grid.OM.2025}W_{OM} + FE_{grid.BM.2025}W_{BM} \quad (8)$$

Donde:

$FE_{grid.CM.2025}$ Factor de emisión margen combinado al año 2025
(t CO₂/MWh)

$FE_{grid.OM.2025}$ Factor de emisión margen operación en el año 2025
(t CO₂/MWh)

$FE_{grid.BM.2025}$ Factor de emisión margen de construcción en el año 2025
(t CO₂/MWh)

Al igual, las ponderaciones **W_{OM} - W_{BM}** son dependientes de la tecnología del proyecto de energía renovable que se quiere certificar, conforme a los siguientes porcentajes:

Tabla Nro. 11 Valores del factor de emisión de CO₂ del margen combinado ex Post

Termoeléctrica, Hidroeléctrica		Eólica, Solar	
W_{OM}	0,5	W_{OM}	0,75
W_{BM}	0,5	W_{BM}	0,25
$FE_{grid.CM.2025} =$	0,3484 t CO₂/MWh	$FE_{grid.CM.2025} =$	0,4924 t CO₂/MWh

El factor CM ex Post debe utilizarse una vez que el proyecto empiece a desplazar generación en la red eléctrica y debe ser actualizado anualmente durante la fase de seguimiento.

2.3. Evolución de las emisiones de CO₂ en el S.N.I.

Este informe presentó el cálculo de los factores de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado dada la operación del año 2025, considerando el ingreso de nuevas unidades de generación.

Esta información puede ser utilizada para realizar cálculos de las reducciones de emisiones de CO₂ de proyectos o estudios asociados a la eficiencia energética o ingreso de nuevas instalaciones de generación, verificando su impacto ambiental en la red eléctrica del país; así como también, se puede evidenciar las toneladas de CO₂ emitidas al ambiente por la utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

De los análisis realizados en este informe sobre el factor de emisión de CO₂ del S.N.I., en la siguiente gráfica se puede evidenciar la evolución histórica de las toneladas de CO₂ emitidas al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el año 2017 al 2025. Se identifica el incremento de la generación hidroeléctrica desde el año 2016 cuando empezaron a ingresar grandes proyectos hidroeléctricos.



Gráfica Nro. 4 Emisiones de CO2 en el S.N.I. del 2017 al 2025. Fuente (CENACE, 2025)

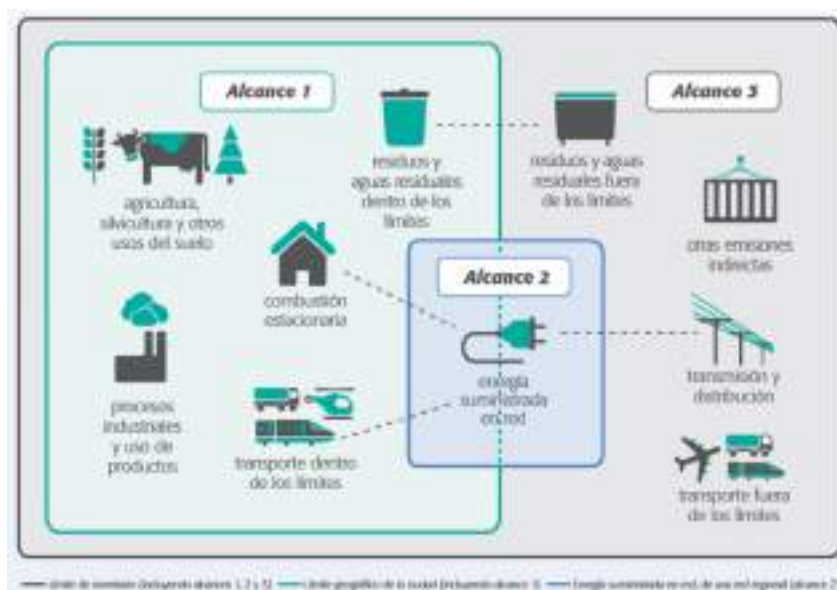
3. Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. e Islas Galápagos para el cálculo de huella de carbono

3.1. Descripción de la Metodología

El GHG Protocol lanza su primer estándar en 1998. Se establece como un estándar voluntario internacional para la contabilización y generación de reportes de GEI para ayudar a que los gobiernos de todos los niveles diseñen, evalúen y reporten la cantidad de GEI y sus progresos en la reducción de estas.

El desarrollo de un inventario de GEI es el primer y más crítico paso hacia el establecimiento de un objetivo de mitigación. Los inventarios de GEI brindan información de la magnitud de las emisiones generadas en ciudades, corporaciones y productos. La siguiente gráfica muestra los diferentes alcances proporcionados por el GHG Protocol para estimar las emisiones; en el cual, principalmente se pueden identificar:

- **Alcance 1:** Emisiones directas que se producen dentro de los límites de la organización por ejemplo las emisiones estacionarias generadas por calderas dentro de una fábrica.
- **Alcance 2:** Emisiones indirectas producidas en el proceso de generación de la electricidad comprada con una compañía.
- **Alcance 3:** Emisiones indirectas generadas en consecuencia de las actividades de la compañía. Estas no ocurren ni están en los límites o control de la compañía por lo que su reporte es opcional. Un ejemplo de estas pueden ser las emisiones por la compra de materiales.



Gráfica Nro. 5 Proceso de construcción del factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono. Fuente: Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)



En base a las competencias de la CTFE, esta sección del informe se enfocará en los pasos a seguir para la construcción del factor de emisión por uso de electricidad en base a los lineamientos del GHG Protocol – Scope 2³.

3.2. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono del S.N.I.

3.2.1. Paso 1. Definición de alcance del factor

La aplicación de este factor tiene como alcance todas las áreas de cobertura del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, adoptando un método de estimación basado en ubicación⁴ a nivel de Ecuador Continental.

Consideraciones iniciales para la aplicación de la metodología GHG Protocol.

- Los sistemas eléctricos aislados del S.N.I. no se consideran dentro de la estimación, entre estos se encuentran:
 - » Isla Puná.
 - » Región Insular – Islas Galápagos.
 - » Sistema Oriental (Sistemas menores ubicados en la región nororiental del Ecuador manejados por la unidad de negocio TERMOPICHINCHA de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.
 - » El sistema de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero – SEIP.
- Las empresas que funcionen sistemas eléctricos aislados, deben considerar las emisiones producidas en generación eléctrica en alcance 1 como fuentes estacionarias de combustión.
- Debido a que el factor basado en ubicación no considera transacciones de empresas privadas, las empresas que funcionen como autogeneradores de energía con conexión al S.N.I. deben estimar las reducciones de emisiones en base a su respectivo caso mencionado en la metodología.
- No se consideran las importaciones de electricidad desde Colombia y Perú para la estimación del factor de emisión.

3.2.2. Paso 2. Definición de la información a ser utilizada y factores de emisión

Se utilizará la información reportada de consumo de combustibles a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) por las empresas parte del Sistema Nacional Interconectado. Para la estimación de gases de efecto invernadero se utilizan los poderes calóricos y factores de conversión de unidades utilizados en el Balance Energético Nacional los mismos que son referenciados del Manual de Estadísticas de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) del año 2017. Para la estimación de GEI se utilizan los factores de emisión por defecto publicados en la metodología del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en su Guía para Elaboración de Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del año 2006 para Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄) y Óxido Nitroso (N₂O) y los Potenciales de Calentamiento Global publicados en el Quinto Reporte de Evaluación (Fifth Assessment Report – AR5) de la misma institución.

En cuanto a la información de la cantidad de electricidad generada, se utilizará la información proporcionada por la ARCONEL en sus campos de “Generación Bruta” de las centrales registradas en el S.N.I.

3.2.3. Paso 3. Estimación del factor

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en unidades físicas

Para la determinación de las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O es necesario tomar en consideración los siguientes parámetros:

³ El Scope 2 o Alcance 2 se refiere a las emisiones indirectas generadas por el uso de la electricidad dentro de una organización.

⁴ Método basado en ubicación referido en la metodología GHG Protocol – Scope 2 para el cual se consideran todas las emisiones generadas para todos los consumidores de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado

Tabla Nro. 12 Factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O (IPCC, 2006)

Combustible	kg CO ₂ /TJ	kg CH ₄ /TJ	kg N ₂ O/TJ
Diesel	74.100	3	0,6
Fuel Oil	77.400	3	0,6
Petróleo	73.300	3	0,6
Gasolina	69.300	3	0,6
GLP	63.100	1	0,1
Gas Natural	56.100	1	0,1
Bagazo	100.000	30	4,0
Biogás	54.600	1	0,1

$$Emisión_{GEI,uf} = DA \cdot FE_{GEI,comb} \quad (9)$$

Donde:

Emisión_{GEI,uf} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades físicas [t CO₂, t CH₄ y t N₂O].
 DA Dato de actividad o cantidad de combustible utilizado en unidades energéticas [TJ].
 FE_{GEI,comb} Factor de emisión de gases de efecto invernadero por unidad energética del combustible [t/TJ].

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en unidades equivalentes

$$Emisión_{GEI-eq} = \sum Emisión_{GEI-uf} \cdot GWP_{GEI} \quad (10)$$

Donde:

Emisión_{GEI-eq} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades equivalentes [t CO_{2-eq}].
 Emisión_{GEI-uf} Emisión de gases de efecto invernadero en unidades físicas [t CO₂, t CH₄, t N₂O].
 GWP_{GEI} Potencial de Calentamiento Global AR5.

Tomando en cuenta el Potencial de Calentamiento Global (GWP) del documento "Fifth Assessment Report" del IPCC (AR5), se establecen los parámetros para cuantificar contaminantes atmosféricos en unidades comunes y/o equivalentes al Dióxido de Carbono (CO_{2-eq}) para un análisis a 100 años.

Tabla Nro. 13 Potencial de Calentamiento Global para CO₂, CH₄ y N₂O (IPCC, 2013)

Gas de Efecto Invernadero	GWP
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265



Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono

$$\text{Factor emisión}_{HC-eq} = \frac{\text{Emisión}_{GEI-eq}}{\text{Energía generada}_{S.N.I.}} \quad (11)$$

Donde:

Factor emisión $_{HC-eq}$	Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono por MWh utilizado [t CO _{2-eq} /MWh].
Emisión $_{GEI-eq}$	Emisión de gases de efecto invernadero generadas por centrales del S.N.I. en unidades equivalentes [t CO _{2-eq}].
Energía generada $_{S.N.I.}$	Energía bruta generada por las centrales de generación eléctrica participantes del S.N.I. [MWh].

3.3. Desarrollo de la estimación del factor de emisión para huella de carbono para las Islas Galápagos

Para la estimación del factor de emisión de las islas Galápagos se plantea el mismo procedimiento mencionado en la sección 3.2., con la única diferencia que, durante la definición del alcance, será un factor para cada una de las islas habitadas en las Galápagos.

3.4. Resultados obtenidos para el 2025

Tabla Nro. 14 Gases de Efecto Invernadero por generación eléctrica en el S.N.I.

GEI	Emisiones [t CO _{2-eq}]
CO ₂	3.836.419,67
CH ₄	4.016,44
N ₂ O	7.453,36
Total	3.847.889,48

Tabla Nro. 15 Factor de emisión por el uso de electricidad en el S.N.I. para cálculo de huella de carbono

Parámetros	Unidad	Valores
Emisión $_{GEI-eq}$	[t CO_{2-eq}]	3.847.889,48
Energía bruta $_{S.N.I.}$	[MWh]	34.584.372,65
Factor emisión $_{HC-eq}$	[t CO_{2-eq}/MWh]	0,1113

Tabla Nro. 16 Gases de Efecto Invernadero en generación eléctrica de Islas Galápagos

GEI	Emisiones Isla Santa Cruz [t CO _{2-eq}]	Emisiones Isla San Cristóbal [t CO _{2-eq}]	Emisiones Isla Isabela [t CO _{2-eq}]
CO ₂	34.204,91	15.916,90	5.930,83
CH ₄	38,77	18,04	6,72
N ₂ O	73,40	34,15	12,73
Total	34.317,08	15.969,10	5.950,28

Tabla Nro. 17 Factor de emisión por el uso de electricidad en las Islas Galápagos para cálculo de huella de carbono

Parámetros	Unidad	Isla Santa Cruz	Isla San Cristóbal	Isla Isabela
Emisión $_{GEI-eq}$	[t CO ₂ -eq]	34.317,08	15.969,10	5.950,28
Energía bruta $_{Galápagos}$	[MWh]	50.737,14	24.112,41	6.031,36
Factor emisión $_{HC-eq}$	[t CO ₂ -eq/MWh]	0,6764	0,6623	0,9866

4. Síntesis de resultados y aplicabilidad

Del presente informe se deben destacar los resultados más relevantes que se han presentado:

4.1 Factor de emisión del S.N.I. de Ecuador aplicable en proyectos

El factor de emisión 2025 que se debe seleccionar para proyectos de generación renovable y eficiencia energética, es el margen combinado CM, considerando los criterios de las opciones de ex Post y ex Ante detalladas en el paso 6 de la sección 2.2. A continuación, los resultados conforme al ámbito de aplicación:

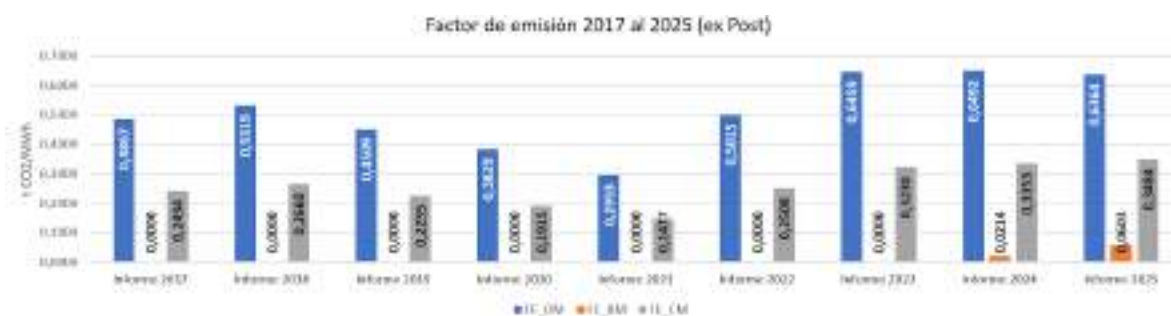
Tabla Nro. 18 Factores de emisión Ex Ante y Ex Post del SNI de Ecuador por tipo de proyecto

Tipo de proyecto	Hidroeléctricos, térmicos y eficiencia energética	Energía Renovable No Convencional (Eólica y Solar)
FE Margen Combinado		
Ex Post (tCO ₂ /MWh)	0,3484	0,4924
Ex Ante (tCO ₂ /MWh)	0,3520	0,4978

Estos factores son aplicables para:

- Los proyectos que desplacen combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado; es decir cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministre electricidad a la red.
- Los proyectos que resultan en ahorros en el consumo de la energía eléctrica suministrada por la red (por ejemplo: proyectos de eficiencia energética).

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del factor de emisión de CO₂ anual del S.N.I.; para dicho periodo se muestra la participación del margen de operación (OM), el margen de construcción (BM) y el Margen Combinado (CM), para cada uno de los informes (escenario ex Post).



Gráfica Nro. 6 Factor de emisión de CO₂ del 2017 al 2025. Fuente (CENACE, 2025)

4.2. Factor de emisión del S.N.I. y de las Islas Galápagos de Ecuador aplicable para Inventarios de GEI o Huella de Carbono Corporativa

Esto aplica para el desarrollo de los siguientes estudios:

- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica en el año de operación;
- Inventarios de emisiones de GEI en el año de operación; y,
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa mediante la cual se puede cuantificar las emisiones de GEI de una organización.

a) Factor de emisión (HC) del S.N.I. Ecuador continental

Factor de Emisión $FE_{HC\ SNI\ 2025} = 0,1113\ t\ CO_2\ eq/MWh$

b) Factor de emisión (HC) de las Islas Galápagos

Con las mismas aplicaciones de uso, pero para estudios y estimaciones que se requiera en las Islas Galápagos, los factores por isla son:

Factor de Emisión

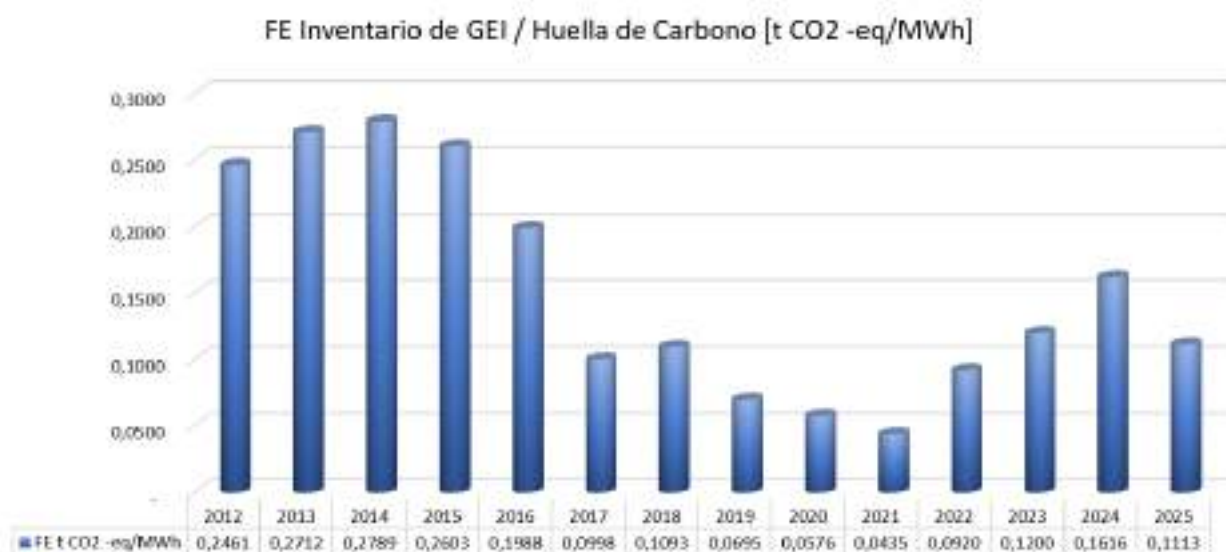
$FE_{HC\ Sta_cruz\ 2025} = 0,6764\ t\ CO_2\ eq/MWh$

Factor de Emisión

$FE_{HC\ San_Crtbl\ 2025} = 0,6623\ t\ CO_2\ eq/MWh$

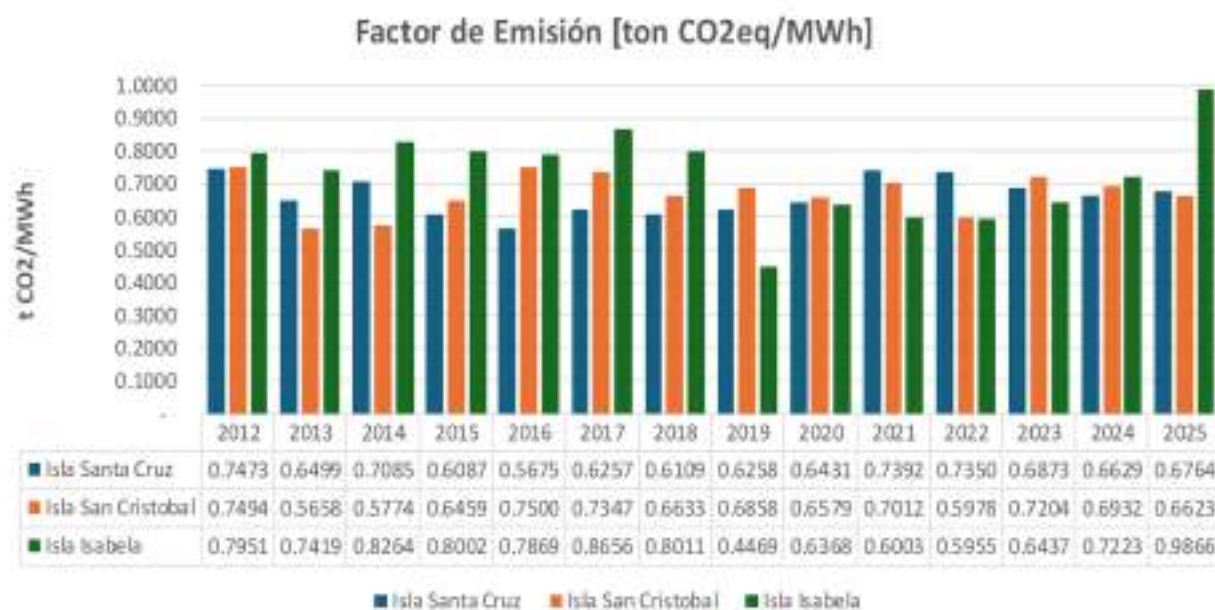
Factor de Emisión

$FE_{HC\ Isabela\ 2025} = 0,9866\ t\ CO_2\ eq/MWh$



Gráfica Nro. 7 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en el Ecuador continental (para el S.N.I.)
Fuente: (CENACE, 2025)

Por su parte, se resume la serie histórica de la estadística del Factor de Emisión de las Islas Galápagos para los inventarios de GEI del 2012 al 2025:



Gráfica Nro. 8 Evolución del Factor de Emisión para inventarios de gases de efecto invernadero y/o cálculo de la huella de carbono en las Islas Galápagos.
Fuente: (CENACE, 2025)



Referencias

CENACE. (2025). Matriz Factor Emisión_CO2_SNI_2025. Factor de Emisión de CO2 2025. Ecuador.

IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

IPCC. (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

UNFCCC. (2018). TOOL07. Obtenido de Tool to calculate the emission factor for an electricity system: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

UNFCCC. (2022). Clean Development Mechanism Methodology Booklet. Boon: UNFCCC.

UNFCCC. (2025). Methodologies. Obtenido de <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/article-6/article-64-pacm/methodologies#Development-of-A64-methodologies-and-methodological-tools->



GOBIERNO DEL
ECUADOR

**Ministerio de
Ambiente y Energía**

 @Ambienteyenergiaec

 @mae_ecuador

 @EcuadorMAE

www.ambienteyenergia.gob.ec