

2025: Año de la Alfabetización Constitucional

RESOLUCIÓN N.º MIPRE-2025-0030765
De 20 de agosto de 2025

Que establece la línea base del factor de emisión del sistema eléctrico nacional en toneladas de CO₂ por megavatio-hora (tCO₂/MWh)

EL SECRETARIO NACIONAL DE ENERGÍA
En uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, reorganizó la Secretaría Nacional de Energía como una entidad del Órgano Ejecutivo, adscrita al Ministerio de la Presidencia, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de los parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales;

Que el artículo 3 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, establece que la conducción del sector energía le corresponde a la Secretaría Nacional de Energía;

Que el artículo 5 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, señala que la Secretaría Nacional de Energía tendrá funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía, a la elaboración de un marco orientador y normativo del sector, al monitoreo y análisis del comportamiento del sector energía, a la promoción de los planes y políticas del sector y a la investigación y desarrollo tecnológico y de orden administrativo. La Secretaría Nacional de Energía realizará estas funciones bajo la subordinación del Órgano Ejecutivo y con la participación y debida coordinación con los agentes públicos y privados que participan en el sector;

Que la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y se dicta otras disposiciones;

Que el Decreto Ejecutivo No.45 de 10 de junio de 2009, reglamenta el régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, contemplados en la Ley 45 de 4 agosto de 2004;

Que el literal b del artículo 5 del Decreto Ejecutivo No.45 de 10 de junio de 2009, establece el procedimiento para el cálculo del incentivo fiscal, indicando que la Dirección General de Ingresos del Ministerio de Economía y Finanzas remitirá a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos los documentos presentados por las personas naturales o jurídicas que desarrollen los proyectos correspondientes, para la revisión y cálculo del incentivo fiscal, por lo que se requerirá aplicar una línea base para el sector eléctrico establecida por la Secretaría Nacional de Energía, en toneladas de CO₂ equivalentes por MWh;

Que en cumplimiento de lo anterior, la Secretaría Nacional de Energía ha desarrollado una estimación técnica del factor de emisión del sistema eléctrico nacional, utilizando metodologías aceptadas internacionalmente, con base en datos oficiales de generación y consumo de combustibles para generación eléctrica;

Que la disponibilidad de contar con una línea base oficial del factor de emisión del sistema eléctrico nacional, permite fortalecer los procesos de planificación energética y la evaluación de proyectos de mitigación de gases de efecto invernadero en cumplimiento de



Documento oficial firmado con Firma Electrónica Calificada en el Sistema de Transparencia Documental – TRANSDOC del Ministerio de la Presidencia, de acuerdo con la Ley 83 del 09/11/2012 y el Decreto Ejecutivo Nro. 275 del 11/05/2018. Utilice el Código QR para verificar la autenticidad del presente documento o acceda al enlace: <https://sigob.presidencia.gob.pa/consulta/?id=HH4P4HNqnayergodNtdpgyaAFL%2BRE780qt6ndALqZYM%3D>

2025: Año de la Alfabetización Constitucional

los compromisos ambientales adquiridos como país, así como la elaboración de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero y estrategias de descarbonización;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Establecer la línea base del factor de emisión del sistema eléctrico nacional en toneladas de CO₂ por megavatio-hora (tCO₂/MWh), la cual forma parte de la presente resolución como Anexo A.

ARTÍCULO 2. La línea base establecida en el Anexo A, será utilizada como referencia para propósitos de evaluación ambiental, planificación energética, elaboración de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero, estrategias de descarbonización y otros procesos institucionales relacionados.

ARTÍCULO 3. La presente resolución comenzará a regir a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO LEGAL: Ley 43 de 25 de abril de 2011, Ley 45 de 4 de agosto de 2004, Decreto Ejecutivo No.45 de 10 de junio de 2009.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.



RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Secretario Nacional de Energía



CÁLCULO DE LA LÍNEA BASE DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2024

Dirección de Electricidad

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. ALCANCE, APLICABILIDAD Y ENTRADA EN VIGOR:.....	3
2.1 Alcance:	3
2.2 Aplicabilidad:.....	3
2.3 Entrada en vigor:.....	3
3. REFERENCIAS NORMATIVAS	4
4. METODOLOGÍA	5
4.1 CÁLCULO DEL FACTOR DEL MARGEN OPERATIVO (EFOM)	6
4.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (EFBM).....	8
4.3 FACTOR DE EMISIÓN DE MARGEN COMBINADO (EFCM).....	11
5. HUELLA DE CARBONO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (PROGRAMA REDUCE TU HUELLA CORPORATIVO – CARBONO). 13	
5.1 HUELLA DE CARBONO	14
REFERENCIAS	15

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo principal proporcionar el factor de emisión en toneladas de CO₂ equivalentes por megavatio-hora (tCO₂e/MWh), correspondiente a la generación de electricidad por parte de las centrales eléctricas que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el año 2024.

Para llegar al factor de emisión, se consideran las emisiones provenientes de fuentes fósiles utilizadas en la generación de electricidad dentro del sistema, conforme a los lineamientos metodológicos establecidos por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y las mejores prácticas internacionales. El informe excluye las emisiones indirectas del ciclo de vida de los combustibles (extracción, procesamiento y transporte) y se centra exclusivamente en las emisiones directas de dióxido de carbono (CO₂) generadas durante el proceso de generación eléctrica.

Dado el carácter dinámico de la matriz eléctrica nacional y la variabilidad interanual en los patrones de generación, importación y consumo de electricidad, este factor podrá ser actualizado de manera anual. La actualización se basará en datos oficiales proporcionados por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Por otro lado, el factor de emisión constituye un insumo clave para iniciativas desarrolladas bajo el marco de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), en línea con los compromisos internacionales asumidos por Panamá en el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París. Estos mecanismos buscan incentivar financieramente proyectos que contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), promoviendo al mismo tiempo el desarrollo sostenible entre los países participantes.

Finalmente, en este informe también se incorpora la *“Huella de Carbono de la Generación Eléctrica (Programa Reduce Tu Huella Corporativo – Carbono)”*, el cual corresponde al programa que administra el Ministerio de ambiente con la visión de apoyar a las organizaciones y empresas a gestionar sus emisiones de gases de efecto invernadero; promoviendo y potenciando una cultura de cuantificación y gestión de la huella de carbono, impulsando así la acción climática nacional.

En aras de promover el uso de energías renovables, el programa desea aceptar los Certificados de Energías Renovables como un esfuerzo de reducción de las emisiones de Alcance 2 (relacionadas al consumo eléctrico), reconociendo el esfuerzo de las organizaciones y empresas por adquirir energía renovable y brindar apoyo a la inversión de la generación eléctrica con fuentes renovables.

2. ALCANCE, APLICABILIDAD Y ENTRADA EN VIGOR:

2.1 Alcance:

Los resultados de esta línea base buscan servir como insumo técnico para apoyar el diseño de políticas públicas, la elaboración de inventarios nacionales de GEI, la evaluación de proyectos bajo estándares de carbono neutralidad y la toma de decisiones en materia de des carbonización del sector eléctrico. Sirve como insumo para programas de mitigación de emisiones, como la formulación de Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), y para estimar los beneficios ambientales de proyectos de eficiencia energética y energías renovables.

2.2 Aplicabilidad:

- La línea base de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero es una referencia para una actividad de un proyecto que suministra la electricidad a la red. Es una herramienta para la identificación de potenciales de mitigación del sector de generación de electricidad.
- Permite construir el desarrollo de proyectos que reducen emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a través del establecimiento de líneas base de emisiones en proyectos que buscan acceder a esquemas de bonos de carbono o certificaciones ambientales.
- Una vez aprobada, los desarrolladores de proyectos pueden utilizar la línea de base aprobada para proyectos similares en la República de Panamá.
- Colabora en los Inventarios de emisiones de Gases Efecto Invernadero-GEI, huella de carbono o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica (Mix Eléctrico).

2.3 Entrada en vigor:

El presente informe sobre el factor de emisiones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) de Panamá entra en vigor a partir del mecanismo de aprobación y publicación oficial que establece el Ministerio de Ambiente, como punto focal ante la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, quien coordina y lidera la acción para el clima en el país. La disponibilidad de un factor de emisiones robusto, actualizado y transparente fortalece las capacidades nacionales para el monitoreo, reporte y verificación (MRV) de emisiones y contribuye al cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por el país. De conformidad con los principios y lineamientos de la política nacional del Ministerio de Ambiente.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los aspectos legales sobre el cambio climático en Panamá y el derecho convencional abarcan el marco normativo y los compromisos internacionales que el país ha adoptado para enfrentar el calentamiento global. Panamá es signatario de tratados los cuales establecen obligaciones en reducción de emisiones y adaptación climática.

- 3.1 Decreto Ejecutivo N°45 del 10 de junio de 2009, por el cual se reglamenta la Ley N° 45 del 4 de agosto de 2004: el artículo 5, literal b, dicta lo siguiente *“La autoridad de los Servicios Públicos deberá aplicar una línea para el sector eléctrico establecida por la Secretaría Nacional de Energía, toneladas de CO2 equivalentes por MWh”*.
- 3.2 Protocolo de Kyoto, aprobado el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, Japón, ratificado por Panamá, en junio de 1998, y aprobó la enmienda de Doha mediante Ley 38 de 3 de junio de 2015. Aunque Panamá no asumió obligaciones específicas de reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kyoto, su participación en este acuerdo marca un paso clave en nuestra trayectoria hacia el desarrollo sostenible y su compromiso con la lucha contra el cambio climático.
- 3.3 El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), es uno de los mecanismos establecidos por el Protocolo de Kyoto que permite a los países en desarrollo participar en la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) ejecutando proyectos con esa orientación. Como país en desarrollo, Panamá aprovechó los mecanismos de flexibilización, en especial el MDL, para impulsar proyectos que redujeran emisiones y fomentaran el uso de tecnologías limpias.
- 3.4 Con la ratificación del Acuerdo de París, mediante la Ley 40 del 12 de septiembre de 2016, la República de Panamá, asume el compromiso internacional de limitar el aumento global de la temperatura por debajo de los dos grados centígrados (2°C) mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, y establece soluciones estructurales, marca objetivos y define mecanismos de mitigación y adaptación al cambio climático, tales como la mejora de la eficiencia energética y diversificación de la matriz energética.
- 3.5 Como parte de las políticas y acciones nacionales frente al cambio climático, la República de Panamá ha asumido compromisos de mitigación, contemplados dentro de la Contribución Determinada a nivel Nacional (CDN), entre los cuales se encuentran compromisos del sector energía.
- 3.6 Ley 8 de 2015 y la Estrategia Nacional de Cambio Climático 2050 en Panamá, regulan las acciones para mitigar el impacto ambiental y promover la sostenibilidad. La Estrategia establece metas climáticas para 2030 y un marco de transparencia 2030-2050.

4. METODOLOGÍA DEL FACTOR DE EMISIÓN CO_2 DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

El cálculo de la línea base del sector eléctrico de Panamá, se realiza conforme a la herramienta metodológica del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) titulada: "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" (versión vigente, aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL).

Esta herramienta permite estimar el factor de emisión de CO_2 del sistema eléctrico nacional, expresado en toneladas de CO_2 equivalentes por megavatio-hora (tCO_2e/MWh), utilizando datos históricos de generación y consumo de combustibles fósiles.

La línea base de emisiones de GEI considera y utiliza datos oficiales de actividad y factores de emisión a nivel del sector eléctrico.

A continuación, se detalla la metodología utilizada:

El cálculo del Factor de Emisiones del Sistema Interconectado Nacional, está basado en el *"Tool to calculate the emission factor for an electricity system"* [1], herramienta establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y cuya finalidad es determinar el factor de emisión de CO_2 a emplear para proyectos que:

- Desplacen energía eléctrica generada con plantas de energía renovable en un sistema eléctrico, es decir cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red (oferta energética).
- Su actividad resulta en ahorros de electricidad, y que, de no existir el proyecto hubiese sido suministrada por la red (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética, uso eficiente de energía).

Según la metodología antes mencionada, el factor de emisión del CO_2 de un sistema eléctrico, se obtiene como el promedio ponderado de dos sub-factores:

- El factor del margen operativo (EF_{OM} , siglas en inglés)
- El factor del margen de construcción (EF_{BM} , siglas en inglés)

El promedio resultante de los dos sub-factores recibe el nombre de "factor de emisiones del margen combinado" (EF_{CM} , siglas en inglés), que es el factor de emisiones del sistema.

La Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá, ha desarrollado el cálculo del factor de emisiones del SIN siguiendo la finalidad señalada por la metodología mencionada con anterioridad. Los parámetros utilizados son:

- La generación neta entregada a la red por hora por las distintas plantas que la componen, utilizando los datos del año 2024.
- Las eficiencias térmicas (BTU/KWh) de las distintas unidades que componen el SIN
- El año de entrada de estas unidades generadoras.
- Tipo de combustible y/o tecnología que utilizan.

Estos datos han sido provistos a la Secretaría Nacional de Energía por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El estudio de línea de base determinado por la guía de UNFCCC para el cálculo de un factor de emisiones de un sistema interconectado observa tanto a las unidades generadoras en operación como a las de más probable incorporación a futuro.

En general, la metodología estima el factor de emisiones observando el orden de mérito del sistema eléctrico. La pregunta esencial que se intenta responder es ¿cómo afectará la entrada de una fuente de energía renovable (por ejemplo, una central hidroeléctrica) a una red eléctrica?

Como ya se mencionó, calcular este factor de emisión del sistema interconectado nacional requiere de la realización del cálculo del Factor de Margen Operativo y el Factor de Margen de Construcción; el procedimiento para el cálculo de estos dos factores se muestra a continuación:

4.1 CÁLCULO DEL FACTOR DEL MARGEN OPERATIVO (EFOM)

Por la naturaleza del Sistema Interconectado Nacional se utiliza el método del margen operativo (MO) simple ajustado, en el cual las plantas generadoras de energía son divididas en dos grupos. Un grupo corresponde a las plantas de bajo costo/operación obligatoria (LCMR o *low-cost/must-run*) y el otro grupo corresponde a las demás plantas generadoras conocidas como no obligadas a operar (NMR o *no must-run*).

Bajo este método existen dos formas de realizar el cálculo del factor de emisiones del Margen Operativo:

- Cálculo *ex – ante* que consiste en utilizar los datos de los últimos tres años con información disponible, en cuyo caso el factor de emisiones resultante se mantiene fijo durante todos los años del período de acreditación de un proyecto dado.
- Cálculo *ex – post* que consiste en calcular el factor de emisiones utilizando solamente los datos del último año por lo que debe ser actualizado año a año.

El método de cálculo del factor de emisión del margen operativo para el año 2024 es de tipo *ex – post*.

El cálculo se realiza basado en la generación eléctrica de cada planta en la red y el factor de

emisión de cada una de ellas. Adicionalmente es necesario calcular el factor, el cual expresa el porcentaje de tiempo (en un año), en el cual las plantas de generación *low-cost/must-run* se encuentran en el margen de generación de energía.

Ecuación 1

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Donde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$	Factor de emisión margen operativo simple ajustado para el año y en tCO ₂ /MWh.
λ_y	Factor que expresa el porcentaje de tiempo en que las unidades <i>low-cost/must-run</i> que fueron llamadas al despacho ¹ en el año y .
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y en MWh.
$EG_{k,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación k en el año y MWh.
$EFEL_{m,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y en tCO ₂ /MWh.
$EFEL_{k,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación k en el año y y tCO ₂ /MWh.
m	Todas las unidades de generación a excepción de las <i>low cost/must-run</i> .
k	Todas las unidades de generación conectadas a la red consideradas como unidades <i>low-cost/must-run</i> .
y	El año correspondiente a los datos utilizados.

El numerador de cada uno de los términos de la *ecuación 1* es la suma de las emisiones de cada una de las plantas de los respectivos sub-conjuntos, esto es, el grupo de las unidades m (las térmicas) o el grupo k (las renovables). Dentro de este último grupo, el factor de emisiones es cero y por lo tanto todo el segundo término de la *ecuación 1* se vuelve cero y podemos reescribirla como se muestra en la *ecuación 2*:

Ecuación 2

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Para la obtención del margen operativo, desde este año se utiliza el método Simple Ajustado ya que se utilizaron las curvas de combustibles semanales de cada unidad de las plantas de generación las cuales se obtienen de la ecuación 3, a continuación:

Ecuación 3

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y en tCO ₂ /MWh.
$FC_{i,m,y}$	Cantidad de tipo de combustible i consumida por la planta de generación m en el año y .
$NCV_{i,y}$	Valor calorífico neto del tipo de combustible i en el año y en GJ/t
$EG_{CO2,i,y}$	Factor de emisión por tipo de combustible i en año y en tCO ₂ /GJ.
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación k en el año y MWh.
m	Todas las unidades de generación a excepción de las unidades <i>low cost/must-run</i> .
i	Todas las unidades de generación a excepción de las unidades <i>low cost/must-run</i> .

4.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (EFBM)

El cálculo del factor de emisión del margen de construcción (EF_{BM}) permite la aplicación de dos opciones para los datos a ser empleados:

- El conjunto de cinco plantas de generación que han sido construidas recientemente, SET 5-unidades si estas llegan a formar el 20% de la generación total del año al que se está calculando el factor de emisión.

- Si el Set de 5 unidades no llega al 20% de la generación total entonces se procede a la incorporación de unidades extras hasta alcanzar el 20% mínimo. Se incorporan las siguientes plantas hasta alcanzar al menos un 20%.

Para identificar el grupo de plantas de energía a ser incluido en el margen de construcción, se debe escoger la opción que más energía reporte. En este sentido, el conjunto de cinco plantas de generación que han sido construidas recientes partiendo del 2024 hacia los últimos 5 años anteriores siguiendo el segundo punto mencionado con anterioridad, se muestra en la Tabla II, a continuación:

Tabla II. Plantas de Generación que han iniciado operaciones, más recientes hasta alcanzar mínimo el 20% de participación acumulada (2024).

PLANTA	Inicio de Operación	Recurso Primario	Generación MWh	Generación %BM	Emisiones tCO2 BM	FE_Gen tCO2/MWh BM
ANTON SOLAR 1	2023	SOLAR	15107.49	0.00131	0	0
PANASOLAR	2019	SOLAR	15124.07	0.001311	0	0
CEDRO SOLAR	2021	SOLAR	15231.39	0.00132	0	0
CAOBA SOLAR	2021	SOLAR	15308.3	0.001327	0	0
ECOSOLAR 3	2023	SOLAR	16254.82	0.001409	0	0
ECOSOLAR 4	2023	SOLAR	16372.19	0.001419	0	0
ECOSOLAR 5	2023	SOLAR	16394.02	0.001421	0	0
PEDREGALITO SOLAR POWER	2023	SOLAR	17716.09	0.001536	0	0
LA ESPERANZA SOLAR 20 MW	2021	SOLAR	18018.99	0.001562	0	0
JAGUITO SOLAR	2021	SOLAR	18426.45	0.001597	0	0
ORO SOLAR	2023	SOLAR	19233.46	0.001667	0	0
MAYORCA SOLAR	2021	SOLAR	19328.17	0.001675	0	0
PESE SOLAR	2021	SOLAR	19468.89	0.001688	0	0
CADASA	2022	BIOMASA	20129.78	0.001745	0	0
RIO DE JESUS SOLAR	2023	SOLAR	21891.8	0.001898	0	0
CHAME SOLAR	2024	SOLAR	26142.59	0.002266	0	0
SAN ANDRES	2019	HIDRO	31339	0.002717	0	0
MADRE VIEJA SOLAR	2023	SOLAR	39026.46	0.003383	0	0
BACO SOLAR	2023	SOLAR	39616.7	0.003434	0	0
SPARKLE 2	2021	BUNKER	45,135	0.003912	20,787.02	0.460549193
PROYECTO GATUN	2024	GAS NATURAL	120,694	0.010462	97,748.67	0.809890816
PACORA	2018	BUNKER	136,849	0.011862	90,562.96	0.661773462
PARQUE EOLICO TOABRE	2022	EOLICO	168767.5	0.014629	0	0
PANDO SOLAR	2020	HIDRO	183205.09	0.015881	0	0
FOTOVOLTAICA PENONOME	2021	SOLAR	209757.16	0.018182	0	0
COSTA NORTE GAS	2018	GAS NATURAL	2,244,670	0.183688	1,055,230.21	0.470104734
TOTAL			3,666,947		1,264,712	0.345

En la Tabla I se muestra el resultado del Margen Operativo para el 2024.

Tabla I. Margen Operativo

Descripción	Cantidad	Unidades
Generación Neta de Energía Total	13,096,662	MWh
Generación Neta de Energía <i>Low-Cost/Must-Run</i> (MWh) ¹	9,583,648	MWh
Generación Neta de Energía No <i>Low-Cost/Non Must-Run</i> (MWh) ²	3,513,013	MWh
λ_y	0.030054	
$1 - \lambda_y$	0.9699	
Margen Operativo	0.5427	tCO ₂ /MWh

Con estas consideraciones se obtiene el siguiente resultado para el año 2024:

Tabla III. Margen de Construcción

Descripción	Cantidad	Unidades
Energía neta de electricidad generada y entregada a la red por unidad de potencia incluyendo las plantas MDL (<i>EG total_{my}</i>)	13,033,008	MWh
Grupo de plantas que comprende la Mayor generación anual de electricidad (<u>Excluyendo Plantas MDL</u>)	3,666,947	MWh
<i>EG_m · EFEL_m</i>	1,264,712	t CO ₂
Margen de Construcción (<i>EF_{BM,2024}</i>)	0.345	tCO ₂ /MWh

¹ Según el IPCC, las plantas de generación *Low cost/Must Run* consisten en las centrales eléctricas con bajos costos marginales de generación o despachadas independientemente de la carga diaria o estacional de la red (hidroeléctrica, geotérmica, eólica, de biomasa de bajo costo, nuclear y solar. Si una planta de combustibles fósiles se despacha independientemente de la carga diaria o estacional de la red y si esto puede demostrarse con base en los datos disponibles públicamente, debe considerarse como *Low cost/Must Run*).

² Las plantas No *Low-Cost/Non Must-Run* se refieren a las plantas de generación térmicas que utilicen combustibles fósiles y no operen de manera continua.

4.3 FACTOR DE EMISIÓN DE MARGEN COMBINADO (EFCM)

Para realizar el cálculo del factor de emisión del margen combinado, la metodología establece dos opciones: MC promedio ponderado o MC simplificado.

Para esta operación se cuenta con información para utilizar la metodología del MC promedio ponderado. Esta metodología establece que el Factor de Emisiones de Margen Combinado ($EF_{grid,CM,y}$) equivale al factor de emisión del margen de operativo ($EF_{OM,y}$) multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de operativo (W_{OM}) y el factor de emisión del margen de construcción ($EF_{BM,y}$) multiplicado por el ponderador del factor de emisión del margen de construcción (W_{BM}) donde el valor de los ponderadores para cada factor de emisión depende del tipo de tecnología utilizado por la planta o unidad como se muestra en la Tabla IV de parámetros para el cálculo del margen combinado y como se estipula en la herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico de las Naciones Unidas.

Para calcular el Margen Combinado del Factor de Emisión, para plantas (otras fuentes de generación renovables) la herramienta establece:

Tabla IV. Parámetros para cálculo del margen combinado para fuentes renovables de tecnología solar y eólica

Descripción	Cantidad
W_{OM}	0.5
W_{BM}	0.5

Tabla V. Cálculo del margen combinado para proyectos de tecnología distinta a solar y eólica

Descripción	Cantidad	Unidades
EF _{grid} MO2024	0.5427	t CO ₂ /MWh
Total de generación	13,033,008	MWh
EF _{grid} BM 2024	0.345	tCO ₂ /MWh
W _{OM}	0.5	-
W _{BM}	0.5	-
EF _{grid} CM2024	0.4438	tCO ₂ /MWh

De acuerdo con las consideraciones establecidas, el Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional para proyectos de energía convencional MDL es **FE = 0.4438 tCO₂/MWh**

Para calcular el Margen Combinado del Factor de Emisión, para plantas eólicas y solares la herramienta establece:

Tabla VI. Parámetros para cálculo del margen combinado (eólica y solar)

Descripción	Cantidad
W_{OM}	0.75
W_{BM}	0.25

Tabla VII. Cálculo del margen combinado para proyectos con energía no convencional 2023 (método simple ajustado)

Descripción	Cantidad	Unidad
EF _{grid} MO y	0.5545	tCO ₂ /MWh
Total de generación	13,033,001	MWh
EF _{grid} BM 2024	0.0509	tCO ₂ /MWh
W _{OM}	0.75	-
W _{BM}	0.25	-
EF _{grid} CM 2024	0.4932	tCO ₂ /MWh

De acuerdo con las consideraciones establecidas, el Factor de Emisión del Sistema interconectado Nacional para proyectos de energía no convencional MDL es **FE = 0.4932 tCO₂/MWh**

5. Huella de Carbono de la Generación Eléctrica (Programa Reduce Tu Huella Corporativo – Carbono).

Este cálculo sigue la metodología marcada por el Protocolo GHG [2], que es la herramienta internacional más utilizada para el cálculo y comunicación del Inventario de emisiones. El *GHG Protocol* ha sido desarrollado entre el *World Resources Institute* (WRI) y el *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD), junto con empresas, gobiernos y grupos ambientalistas de todo el mundo, con el fin de construir una nueva generación de programas efectivos y creíbles para abordar el cambio climático. Esta metodología, presenta ventajas significativas en comparación con otros métodos, dado que, por una parte, opera un lenguaje de cálculo sencillo y se emplea usualmente para calcular la intensidad de emisiones y por otra parte está ampliamente disponible en fuentes públicas nacionales e internacionales.

En cuanto al cálculo aritmético del *Factor de Emisión de la Generación Eléctrica* (FEG) se refiere, éste es determinado a partir de la relación de las emisiones de CO_2 provenientes del consumo de combustible y la cantidad de electricidad generada del año en curso, en este caso corresponde al año 2024:

Ecuación 4

$$FEG = \frac{\text{Emisiones Totales de } CO_2 \text{ de la Generación}}{\text{Electricidad Generada}}$$

Este dato puede ser utilizado para las siguientes aplicaciones:

- Proyectos y mediciones específicas de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).
- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica.
- Inventarios de emisiones de GEI.
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa, mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI.

5.1 HUELLA DE CARBONO

Siguiendo la metodología descrita en el punto 5 de este documento, el cálculo de la huella de carbono para el año 2024 se muestra en la Tabla VIII.

Tabla VIII. Factor de Emisión para Huella de carbono e inventarios

<i>Descripción</i>	Cantidad	Unidad
Generación Neta de Energía Total	13,096,662	MWh
$\sum EG_{m,y} \cdot EFEL_{m,y}$	1,965,515.67	tCO ₂
FE Inventarios	0.1501	tCO ₂ /MWh

Como se presentó en el informe, los Factores de Emisión para proyectos MDL y para Huella de Carbono son diferentes y tienen aplicaciones para cada caso.

REFERENCIAS

- [1] «Methodological Tool to Calculate the Emission Factor for an Electricity System». [En línea]. Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>
- [2] GHG Protocol, «Protocolo de Gases de Efecto Invernadero». [En línea]. Disponible en: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/protocolo_spanish.pdf
- [3] «Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de gases de Efecto Invernadero». [En línea]. Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges>.