

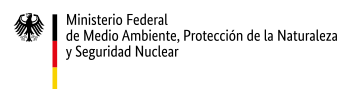


# Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)

Período 2015–2018



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

**Publicado por:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania

**Nombre del proyecto:**

Proyecto Transición Energética  
Fomento de Energías Renovables para Implementar  
los Objetivos Climáticos en la República Dominicana

Apdo. Postal 2960  
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML  
Local 2A, Ens. Julieta  
10130 Santo Domingo  
República Dominicana  
Tel.: (+1) 809 541-1430  
I: [www.transicionenergetica.do](http://www.transicionenergetica.do)

**Responsable:**

Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

**Autor:**

Kenia Félix, MSc.  
Melisande Liu, PhD  
Lisandra Rodríguez, MSc.  
Mary Galán, B.Sc.  
Iván Relova Delgado, PhD

**Diseño/diagramación, etc.:**

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

**Fotografías/fuentes:**

AdobeStock, shutterstock.com


**Por encargo de:**

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)  
Stresemannstraße 128 -130  
10963 Berlin  
T +49 (0)30 18 305-0  
F +49 (0)30 18 305-4375

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2020

# Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)



Período 2015-2018







## El presente informe,

«Actualización del inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para la subcategoría Industrias de la Energía», recoge la información disponible en República Dominicana sobre las emisiones provenientes del sector eléctrico, recopilada y evaluada por un grupo de trabajo interinstitucional sobre cambio climático.

Este riguroso estudio fue llevado a cabo en el marco del Proyecto Transición Energética, implementado por GIZ y el Ministerio de Energía y Minas. Toda una labor conjunta que se apoyó en cuatro talleres técnicos, en los que participaron los principales actores del sector para fortalecer capacidades, crear los conocimientos y levantar la información necesaria.

Un extracto de este inventario fue publicado como parte del primer informe de actualización bienal (fBUR) presentado por el país a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en mayo de 2020.

Como Estado parte de la Convención, en el Segmento de Alto Nivel de la vigésima quinta Conferencia de las Partes (COP25), celebrada en Madrid en 2019, nuestro país reiteró su compromiso con la necesidad de una profunda descarbonización a nivel global y la importancia de implementar acciones inmediatas e inclusivas, incluyendo políticas ambiciosas, para eliminar los GEI de la atmósfera.

Por ello, nos hemos establecido objetivos climáticos altos, no obstante ser las emisiones de nuestro país el 0.1% de las emisiones a nivel global. Este compromiso lo asumimos con el mayor empeño, considerando que la República Dominicana es un pequeño Estado insular en desarrollo, especialmente expuesto y vulnerable a los riesgos inmediatos y a largo plazo del cambio climático.

Somos conscientes de que, para establecer las vías para una descarbonización paulatina, es esencial que conozcamos y entendamos cuáles son las fuentes directas e indirectas de las emisiones de GEI que ocurren en el territorio nacional. Esto nos permitirá tomar decisiones informadas y acertadas para reducirlas, y en consecuencia impulsar el desarrollo de nuestro país basado en el equilibrio de la sostenibilidad medio ambiental, económica y social.

En este sentido, los inventarios de gases de efecto invernadero, como este que aquí presentamos, son esenciales para ayudar a los tomadores de decisiones a identificar y priorizar las acciones climáticas que nos encaminen a esta profunda transformación.

Desde el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, esperamos que este reporte sea el primero de una serie de publicaciones, con el objetivo de generar datos relevantes para dirigir el país hacia un desarrollo más sostenible.



Orlando Jorge Mera

Ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

## AUTORIDADES NACIONALES

Orlando Jorge Mera  
Ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

Milagros De Camps  
Viceministra de Cooperación Internacional del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

## RESPONSABLES DE SUPERVISIÓN TÉCNICA

Pedro García Brito  
Director de Dirección de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

## UNIDAD DE GESTIÓN DEL PROYECTO

Kenia Félix, MSc.  
Encargada, Departamento de Gases de Efecto Invernadero, Dirección de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

Melisande Liu, PhD  
Analista, Departamento de Gases de Efecto Invernadero, Dirección de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

Lisandra Rodríguez, MSc.  
Analista, Departamento de Gases de Efecto Invernadero, Dirección de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

Mary Galán, BSc.  
Analista, Departamento de Gases de Efecto Invernadero, Dirección de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana

Iván Relova Delgado, PhD  
Consultor, ENCC Consulting

## COMITÉ INTERINSTITUCIONAL

Los resultados de este informe representan un esfuerzo colaborativo. Se resalta el trabajo de expertos de instituciones y elementos claves en la preparación del informe, brindando parte de su tiempo, aportando datos y ofreciendo comentarios en el proceso de revisión, así como un chequeo cruzado sobre la calidad de los datos. Los siguientes expertos participaron en la preparación del informe:

- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales:  
Kenia Félix, Melisande Liu, Lisandra Rodríguez, Mary Galán
- Ministerio de Energía y Minas (MEM): Felipe Ditrén, Omar García
- Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL): Luz Aloántara, Emely Rodríguez
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Flady Cordero, Ángela González
- Banco Central de la República Dominicana: Ian Nicolás Abud

- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE): Omar Ramírez, David Sotelo
- Superintendencia de Electricidad (SIE): Daniel Araujo
- Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI): Fausto Aquino
- Empresa Generadora de Electricidad de Haina (EGEHAIA): Marino Inchaustegui
- Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís (CESPM): Juan Manuel Hirujo
- AES Dominicana: Veruska Lora
- ENCC Consulting: Iván Relova Delgado, PhD, Nelly Cuello

## COLABORADORES SINÉRGICOS

- Proyecto Transición Energética (GIZ):  
Lena Fürst, Clemens Findeisen

## AGRADECIMIENTOS

El presente documento es un esfuerzo colaborativo. El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales junto a expertos de 12 instituciones claves trabajaron, durante el período de septiembre a diciembre del 2019, en la preparación de este informe, brindando su tiempo, aportando datos y ofreciendo comentarios en el proceso de cálculo y revisión. Este documento sintetiza los resultados desarrollados por las organizaciones claves del sector eléctrico en el país quienes, de acuerdo con sus respectivas capacidades, pusieron a disposición valiosos aportes que apoyaron a la identificación de los mejores datos e informaciones que sirvieron de base para la actualización de las estimaciones del inventario de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1), como ejercicio técnico en el marco del Primer Informe Bial de Actualización (fBUR).

Este reporte, ha sido apoyado por el "Proyecto Transición Energética – Fomento de Energías Renovables para Implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana". En el año 2017, la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (a través de la Iniciativa Internacional de la Protección del Clima – IKI), y el Ministerio de Energía y Minas, en representación del gobierno de la República Dominicana, acordaron implementar junto a otros 17 socios de los sectores de energía y clima del país, el "Proyecto Transición Energética – Fomento de Energías Renovables para Implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana". Los socios del proyecto pertenecen al sector público, privado y de la academia. El objetivo del Proyecto es apoyar a los sectores clima y energía de la República Dominicana para que desarrollen acciones orientadas hacia una economía baja en carbono mediante el fomento de energías renovables. Para más informaciones sobre el PTE proyecto, véase <https://transicionenergetica.do/sobre-nosotros/>.

## LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

BCRD	Banco Central de la República Dominicana	ISO	International Organization for Standardization
BNEN	Balance Nacional de Energía Neta	kg	kilogramo
CC	Ciclo Combinado	km	kilómetro
CC	Control de Calidad	km <sup>2</sup>	kilómetros cuadrados
CCE	Centro de Control de Energía	kTep	Mil toneladas equivalentes de petróleo
CDE	Corporación Dominicana de Electricidad	kW	Kilovatio
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales	kWh	Kilovatio-hora
CEI-RD	Centro de Exportación e Inversión de la República Dominicana	LCOE	Costos Nivelados de la Energía, siglas en inglés
CEPM	Consorcio Energético Punta Cana Macao	m	metro
CH <sub>4</sub>	Metano	m <sup>2</sup>	metro cuadrado
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	m <sup>3</sup>	metro cúbico
CNE	Comisión Nacional de Energía	MCI	Motor de Combustión Interna
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono	MEM	Ministerio de Energía y Minas
CO <sub>2</sub> eq	Dióxido de Carbono Equivalente	MH	Ministerio de Hacienda
COSTASUR	Central Romana Corporación, Ltd.	MICM	Ministerio de Industria y Comercio y Mipymes
CTPC	Central Termoeléctrica Punta Catalina	MJ	Megajulios
DA	Datos de actividad	Mt	Megatonelada
DGA	Dirección General de Aduanas	N <sub>2</sub> O	Óxido Nitroso
DGII	Dirección General de Impuestos Internos	NA	No aplica
EFDB	Base de Datos de Factores de Emisión	OC-SENI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
EGE HAINA	Empresa de Generación Eléctrica de Haina	OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
EGEHID	Empresa de Generación Eléctrica Dominicana	ONE	Oficina Nacional de Estadística
ERV	Energía Renovable Variable	ONU	Organización de las Naciones Unidas
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana	OPRET	Oficina para Reordenamiento Terrestre de Transporte
fBUR	Primer Informe Bienal de Actualización de la República Dominicana	PEN	Plan Energético Nacional
FE	Factor de Emisión	PTE	Proyecto de Transición Energética
GC	Garantía de Calidad	REFIDOMSA-	
GEI	Gases de Efecto Invernadero	PDV	Refinería Dominicana de Petróleo
Gg	Gigagramo	SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH	SIE	Superintendencia de Electricidad
GJ	Gigajulio	SIEN	Sistema de Información Energética Nacional
GNL	Gas Natural Líquido	t	tonelada
GW	Gigavatio	TCNCC	Tercera Comunicación Nacional
GWh	Gigavatio-hora	TG	Turbo Gas
INDC	Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional	TJ	Terajulios
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero	TV	Turbo Vapor
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático	TWh	Teravatio-hora
		UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
		VCM	Valor de calentamiento mayor
		VCM <sub>en</sub>	Valor de calentamiento menor

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>10</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>12</b>
<b>2. Preparación del Inventario</b>	<b>14</b>
<b>3. Descripción de la subcategoría</b>	<b>16</b>
3.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	16
3.2. Marco Institucional	17
3.3. Dependencia de las Importaciones de Combustibles	18
3.4. Centros de Transformación	18
3.5. Tendencia de Capacidad Instalada y Potencia 2015-2018	19
3.6. Tendencia de Generación de Electricidad por Fuente 2015-2018	20
3.7. Tendencia de Generación de Electricidad por Tecnología 2015-2018	22
<b>4. Aspectos Metodológicos de la Subcategoría</b>	<b>25</b>
4.1. Fuentes de Información	26
4.2. Alcance Sectorial	27
4.3. Enfoque de Cálculo	30
<b>5. Tendencia de las Emisiones de GEI</b>	<b>32</b>
5.1. Serie de Datos sobre Emisiones 2015-2018	32
5.2. Evolución y Tendencia de Emisiones 2015-2018	34
5.3. Intensidad de Emisiones 2015-2018	35
<b>6. Análisis de Incertidumbre</b>	<b>37</b>
6.1. Incertidumbre y Control de Calidad	37
6.2. Garantía y Control de la Calidad	40
<b>7. Recomendaciones y Plan de Mejora</b>	<b>41</b>
<b>8. Bibliografía</b>	<b>43</b>
<b>9. Anexos</b>	<b>44</b>
9.1. Índice de Unidades y Factores de Conversión	44
9.2. Generación de Electricidad Bruta por Fuentes (Nacional) en GWh, 2010-2018	45
9.3. Porcentaje de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	45
9.4. Tendencia de Fuentes de la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	46
9.5. Generación Bruta por Tecnología (Nacional) en GWh, 2010-2018	46
9.6. Porcentaje de Tecnología en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	47
9.7. Tendencia Anual de Generación Bruta por Tecnología (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	47
9.8. Capacidad Instalada (Nacional) en MW, 2010-2018	48
9.9. Porcentaje de Fuentes en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	48
9.10. Tendencia Anual de Fuentes en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	49
9.11. Aumento Interanual de Emisiones en Porcentaje, 2011-2018	50
9.12. Intensidad de Emisiones en Gg CO <sub>2</sub> eq / TJ, 2010-2018	51
9.13. Fórmulas	52
9.14. Definiciones de los tipos de Combustibles utilizadas en las Directrices del IPCC de 2006	56



## ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1	Capacidad Instalada (Nacional) en MW, 2010-2018	19
Figura 2	Porcentaje de Tecnología en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	20
Figura 3	Tendencia de Generación de Electricidad por Fuente en GWh, 2015-2018	21
Figura 4	Generación Bruta (Nacional) por Fuente en Porcentaje, 2010-2018	22
Figura 5	Aumento Interanual de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	23
Figura 6	Porcentaje de Tecnología en la Generación Bruta (Nacional)	24
Figura 7	Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía según las Directrices del IPCC de 2006	28
Figura 8	Comportamiento de los GEI en la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)	34
Figura 9	Comportamiento de los GEI en las subcategorías de Industrias de la Energía (1.A.1)	36
Figura 10	Intensidad de Emisiones en Gg CO <sub>2</sub> eq / TJ, 2010-2018	36

## ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1	Importaciones y Exportaciones, 2018	18
Tabla 2	Tendencia de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018	21
Tabla 3	Tendencia de Generación Bruta por Tecnología (variación interanual 2010 - 2018) (Nacional)	23
Tabla 4	Fuentes de Información por categoría	26
Tabla 5	División Detallada del sector para la combustión estacionaria	29
Tabla 6	Potenciales de calentamiento global (GWP) usados en el INGEI de la República Dominicana, según CMNUCC	30
Tabla 7	Desglose de Emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) en GgCO <sub>2</sub> eq, 2015-2018	33
Tabla 8	Tendencia de Emisiones por Combustible de la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)	35
Tabla 9	Tabla de Incertidumbre	38

# RESUMEN EJECUTIVO



El presente informe analiza las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) que reporta datos para la categoría Actividades de Combustión de Combustible (1.A) dentro del sector Energía (1). Este informe toma como año base el 2015 y como último año de inventario el 2018.

La principal fuente de datos para realizar los cálculos de emisiones fueron el Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y datos proporcionados directamente por Refidomsa-PDV. Durante todo el proceso del inventario se realizó el control de calidad junto a las instituciones claves del sector energético. Se utilizaron las Directrices IPCC 2006, las estimaciones se realizaron en nivel 1, con los factores de emisión por defecto, proporcionados en las

directrices en el segundo informe de evaluación (AR2, Second Assessment Report) con un potencial de calentamiento global (GWP, Global Warming Potential) en un horizonte temporal de 100 años.

Los combustibles responsables de las emisiones en la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) son gas natural, diesel, fuel oil, bagazo de caña, y leña. En 2018, las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) fueron 10,602.00 Gigagramos (Gg) de Dióxido de Carbono equivalentes (CO<sub>2</sub>eq) (equivalente a 10,602,000.00 toneladas (t) CO<sub>2</sub>eq). La mayoría de estas emisiones resultan de la categoría Producción de Electricidad y Calor (1.A.1.a) como actividad principal que contribuye más de 98,33% de las emisiones de la subcategoría Industrias de





respecto al año 2010, siendo el combustible con mayor presencia en la matriz de generación de energía para la República Dominicana en los últimos años. Posteriormente, se puede apreciar los cambios en los combustibles fósiles fuel oil (30.50%), carbón mineral (23.30%), y diesel (-0.98%). En el período 2015-2018 la generación de electricidad se trasladó al gas natural y aparecieron nuevas fuentes de electricidad no emisoras, como la eólica y la solar, en la mezcla de electricidad. Entre 2015-2018 vemos una fuerte disminución de diesel (-19,93%) y en cambio un aumento en la generación por fuentes no emisoras, como el viento (eólica) (71,52%), la energía solar (611,11%) y el agua (hidráulica) (88,27%).

En lo que respecta a la intensidad de las emisiones, en 2018 la intensidad de las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) se estabilizó en 0.07 Gigagramos de CO<sub>2</sub> equivalentes por Terajulio (Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ) (lo mismo como en 2010 y 2015). Así la intensidad de la emisión no ha cambiado para la Industrias de la Energía (1.A.1). Sin embargo, en la subcategoría Generación de Electricidad (1.A.1.a) vemos que la intensidad de las emisiones ha disminuido ligeramente de 0,08 Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ en 2015 a 0,07 Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ en 2018, lo que probablemente se atribuye al cambio hacia el gas natural y al aumento de las energías renovables.

Energía (1.A.1). En 2018 las mayores emisiones se originaron de fuel oil (10,424.48 GgCO<sub>2</sub>eq), carbón mineral (2,821.42 GgCO<sub>2</sub>eq) y gas natural (2,243.15 GgCO<sub>2</sub>eq). Esta cantidad de emisiones no considera la planta Punta Catalina por no haber estado en operación durante el periodo de estudio. Con respecto a los gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) del periodo de interés se observa que, el CO<sub>2</sub> con más de 98.00% es el máximo responsable de las emisiones en la industria energía.

Entre 2010 y 2018 las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) se han incrementado un 26.95% y entre 2015-2018 un 6.43%. La explicación de este cambio en las emisiones se atribuye a los cambios en la mezcla de electricidad. Para el año 2018 se incrementó el uso del gas natural en un 40.46%,





# 1. Introducción

Los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (GEI) proporcionan datos fundamentales para tomar las medidas nacionales y mundiales sobre el cambio climático. Un inventario nacional de GEI proporciona una estimación completa de las emisiones y absorciones de GEI de un país debido a la actividad humana. El establecimiento de un sistema de presentación periódica de informes de inventarios nacionales permite a los países cumplir los requerimientos internacionales de presentación de informes en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). También ayuda a los países a identificar y priorizar las medidas de mitigación y a hacer un seguimiento e informar sobre los progresos realizados en la consecución de los objetivos nacionales de reducción de las emisiones. En el marco de la CMNUCC, los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero se preparan utilizando métodos y directrices elaborados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). Las directrices del IPCC ayudan

a los países a estimar y notificar las emisiones y absorciones antropógenas de GEI de manera transparente, completa, coherente, comparable y precisa.

Como país altamente vulnerable, la República Dominicana aspira a lograr un acuerdo global que limite el aumento de la temperatura media mundial a 2°C, con una reducción progresiva a 1,5°C, sobre la base del consenso científico. Como Estado Parte en la CMNUCC, la República Dominicana se ha comprometido por lo tanto a preparar, publicar y actualizar periódicamente informes de Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI). La República Dominicana, como parte del grupo de 154 naciones consideradas como partes no incluidas en el anexo I, no está sujeta a los mismos requisitos de presentación de informes que las partes del Anexo I<sup>1</sup>, pero ha presentado inventarios nacionales de GEI como parte de sus comunicaciones nacionales. En los Acuerdos de Durban de 2011 se pide a





los países no incluidos en el Anexo I que, “de conformidad con sus capacidades y el nivel de apoyo prestado para la presentación de informes”, presenten comunicaciones nacionales cada cuatro años y los inventarios nacionales de GEI cada dos años a partir de 2014. La República Dominicana está tratando de desarrollar un sistema nacional de gestión de inventarios de GEI más sólido y sostenible y de vigilar, evaluar y notificar sus emisiones de manera regular y transparente.

El informe sobre las emisiones también es importante para que la República Dominicana pueda vigilar el cumplimiento de sus compromisos internacionales en materia de clima. La República Dominicana se ha establecido un objetivo cuantificable de

reducción de emisiones. En el año 2015 el país presentó ante la CMNUCC su Contribución Determinada a Nivel Nacional (título original “Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional INDC-RD”<sup>2</sup>) y se comprometió a reducir un 25.00% de sus emisiones per cápita para el año 2030, tomando como nivel de referencia el INGEI año base 2010 (las emisiones estimadas del año base son de 3,6 tCO<sub>2</sub>e per cápita). En el año 2018, la República Dominicana presentó su Tercera Comunicación Nacional. Esta comunicación utilizó el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero INGEI-2010, y elaboró su primer Informe Bienal de Actualización (fBUR, por sus siglas en inglés) utilizando el INGEI-2015, que actualiza el 2010.

Las emisiones del sector eléctrico, así como los resultados de este informe, son de particular importancia. Según el fBUR 2020, la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) dentro del sector Energía (1), es responsable del 28.00% de las emisiones brutas (excluyendo los sumideros de CO<sub>2</sub> del sector de Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (LULUCF)) y del 40.00% de las emisiones netas (incluyendo los sumideros de CO<sub>2</sub> del sector LULUCF) del INGEI-2015. Además, la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) representa un 45.00% de las emisiones dentro del sector Energía (1). Esto hace que la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) sea el mayor sector emisor, pero al mismo tiempo un sector en el que se puede encontrar el mayor potencial de mitigación.

El objetivo principal de este informe es presentar los resultados de esta actualización del inventario para dotar a los tomadores de decisiones de una herramienta estandarizada que permita conocer, monitorear y comparar los progresos en términos de emisiones de GEI, y la efectividad de las políticas nacionales dirigidas hacia la reducción de estos gases dentro de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1). Por esta razón, un breve extracto de este informe se ha publicado como un anexo separado del primer informe de actualización bienal del país presentado a la CMNUCC.

Este informe está estructurado de la siguiente manera: dentro del estudio, se tratará la descripción y contexto del subsector eléctrico, la metodología y enfoque de cálculos, capacidad instalada y potencia, emisiones en la Industria de la Energía 2015-2018, aseguramiento de la calidad y análisis de incertidumbre.

<sup>1</sup> Para obtener más información sobre los requisitos de presentación de informes en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático para Non-anexo I países, véase: <https://unfccc.int/non-annex-I-NCs>

<sup>2</sup> Para obtener más información sobre la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional INDC-RD vease [https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published Documents/Dominican Republic/1/INDC-RD Agosto 2015 \(español\).pdf](https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published Documents/Dominican Republic/1/INDC-RD Agosto 2015 (español).pdf)





## 2. Preparación del Inventario





Este trabajo es un producto del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana con contribuciones externas. Fue realizado bajo los auspicios del Viceministerio de Cooperación Internacional y de la Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana. El contenido de esta publicación es el resultado de una cooperación entre varias instituciones, todas las cuales forman parte del grupo de trabajo clima apoyado a través del Proyecto Transición Energética “Fomento de Energías Renovables para implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana” de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ o GIZ GmbH, por sus siglas en alemán). El inventario se preparó de octubre a diciembre de 2019, utilizando los datos más recientes disponibles.





# 3. Descripción de la Subcategoría

## 3.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

En términos de estructura, regulación e institución, el sector eléctrico dominicano se podría considerar un mercado relativamente moderno, que se caracteriza por la participación de empresas privadas en el sector de la electricidad, la promoción de la competencia y sin monopolios. La transición de una empresa eléctrica estatal que operaba como un monopolio vertical, a un mercado energético relativamente abierto y competitivo puede atribuirse principalmente a los siguientes instrumentos reglamentarios:

- 1997 Ley de Reforma de la Empresa Pública (Ley No. 141-97)<sup>3</sup> que creó divisiones parciales.
- 2007 Ley General de Electricidad (Ley No. 125-01)<sup>4</sup> que estableció el marco normativo sobre el cual opera el mercado eléctrico dominicano y promueve el uso racional de la energía.
- 2012 Ley de Incentivos a las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley No. 57-07)<sup>5</sup> el año 2012 incluye una serie de medidas para impulsar el desarrollo de las energías renovables y también objetivos específicos para que el sector eléctrico incremente su cuota de renovables a un 10.00% y 25.00% en la matriz de generación de electricidad para 2015 y 2025 respectivamente.
- 2012 Reglamento Medición Neta para las instalaciones eólicas o solares residenciales de menos de 25 kilovatio (kW) y las





instalaciones comerciales de menos de 1 Megavatio (MW), lo que les permite recibir créditos por el exceso de energía exportada a la red.<sup>6</sup>

- La Ley General Sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales (Ley No. 64-00)<sup>7</sup> y la Ley de Hidrocarburos (Ley No. 112-00)<sup>8</sup> que establecen un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo despachados a través de la Refinería Dominicana de Petróleo.
- Una legislación prevista es el Pacto De Electricidad que tiene como objetivo aumentar la competitividad de la nación y mejorar el nivel de vida de los dominicanos. El Pacto Eléctrico debería haber sido aprobado en diciembre de 2017 por el presidente de la República Dominicana, a la fecha de elaboración de este informe, no ha sido aprobado.

### 3.2. Marco Institucional

Las reformas que empezaron a finales de la década de los 90's y culminaron en 1997 con la promulgación de la Ley 141-97 y la Reforma de las Empresas Públicas, que desmanteló la anterior empresa estatal de electricidad (Corporación Dominicana de Electricidad – CDE).

En referencia a leyes y reglamentos en el sector eléctrico, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), creado en 2013, es el responsable de formular y administrar las políticas de energía. La CNE, establecida en 2001, contribuye al desarrollo de la política energética nacional, incluyendo la planificación energética para todo el país. La Superintendencia de Electricidad supervisa el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas de la generación, distribución y transmisión de electricidad. El Organismo Coordinador (OC) es la entidad autónoma encargada de planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales, junto al Centro Control de Energía que opera en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

En términos de planificación y regulación, la CNE, está a cargo de preparar la planificación indicativa a largo plazo de la generación, de los sistemas de transmisión y distribución para proporcionar señales apropiadas a las partes interesadas para promover las inversiones adecuadas y el desarrollo del sector. La operación

<sup>3</sup> Para más informaciones sobre la Ley de Reforma de la Empresa Pública (Ley No. 141-97) véase [www.competitividad.org.do/wp-content/uploads/2009/01/ley-141-97-que-reforma-la-empresa-publica.pdf](http://www.competitividad.org.do/wp-content/uploads/2009/01/ley-141-97-que-reforma-la-empresa-publica.pdf)

<sup>4</sup> Para más informaciones sobre la Ley General de Electricidad (Ley No. 125-01) véase <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/marco-legal/>

<sup>5</sup> Para más informaciones sobre la Ley de Incentivos a las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley No. 57-07) véase <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/05/REGLAMENTO-LEY-57-07.pdf>

<sup>6</sup> El Programa de Medición Neta es un servicio que prestan las distribuidoras a los clientes con sistemas de generación propios que utilizan fuentes de energía renovable interconectadas a sus redes de distribución, de conformidad con el artículo 20 de la Ley No. 57-07, sobre Incentivos para el Desarrollo de las Fuentes de Energía Renovable y sus Regímenes Especiales. Además de usar el sistema de medición de la red, los clientes pueden reducir sus facturas mensuales y permite a los usuarios vender el excedente de su autoproducción, lo cual junto con los incentivos fiscales establecidos por la Ley No. 57-07, garantiza la recuperación de la inversión realizada en un período aproximado de 5 años. Para más informaciones sobre el Reglamento Medición Neta véase [https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2016/06/Reglamento.Medicion.Neta\\_.pdf](https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2016/06/Reglamento.Medicion.Neta_.pdf)

<sup>7</sup> Para más informaciones sobre la Ley General Sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales (Ley No. 64-00) véase <http://ambiente.gob.do/wp-content/uploads/2016/09/Ley-No-64-00.pdf>

<sup>8</sup> Para más informaciones sobre la Ley de Hidrocarburos (Ley No. 112-00) véase <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/marco-legal/>

del SENI, es planeada y coordinada por el Organismo de Coordinación Independiente (OC-SENI), que calcula y determina las transacciones económicas entre los agentes del mercado eléctrico mayorista. La operación en tiempo real del SENI se lleva a cabo por el Centro de Control de Energía (CCE), una división de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), en coordinación con OC-SENI. Las transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad se realizan a través de Contratos de venta libre (o contratos extrabursátiles) a largo plazo entre productores y grandes consumidores (es decir, empresas de distribución y consumidores no regulados) o a través del mercado spot.

En referencia a generación de electricidad existe un mercado de competencia mayorista, donde hay competencia en la actividad de generación. La mayor generadora del país es la empresa privada AES Andrés con el 15.64% del total de la energía generada, seguida de la estatal Empresa de Generación Hidroeléctrica (EGEHID) con el 13.62% y las Empresas Generadoras de Electricidad con el 12.08%. La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) es la administradora de todas las empresas de generación, transmisión y distribución de propiedad del gobierno en el país. La generación hidroeléctrica permanece bajo la propiedad del gobierno de República Dominicana (IRENA, 2017).

En relación con la transmisión y distribución de electricidad, el estado es propietario y opera el 100% de la actividad de transmisión (la red de transmisión de alta tensión pertenece a la empresa estatal Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)). La mayoría de los activos del sistema de distribución siguen siendo propiedad del gobierno de la República Do-

minicana. Tres empresas del sector público – EDENORTE, EDESUR y EDEESTE – disponen concesiones en tres áreas geográficas y distribuyen el 78,00% de toda la electricidad consumida. Las tres compañías sirven una cuota de mercado similar. Otras siete empresas más pequeñas, en su mayoría privadas, generan y distribuyen electricidad en zonas no interconectadas al SENI.

### 3.3. Dependencia de las Importaciones de Combustibles

La generación de electricidad en República Dominicana es muy dependiente de importaciones de combustibles fósiles. Según el BNEN 2018, todo el gas natural para la generación de electricidad es importado (proporción de importación es 100%), así como el mineral de carbón (98.00%), Diesel 75.00%, y el Fuel Oil 79.00%. Los combustibles domésticos para la generación de electricidad son la Leña y el Bagazo, lo que la hace vulnerable a las fluctuaciones del precio mundial del petróleo que afectan directamente al costo de la electricidad (aunque la República Dominicana forma parte de un acuerdo petrolero caribeño con Venezuela).

### 3.4. Centros de Transformación

Los centros de transformación de la República Dominicana presentan una matriz diversificada y están compuestos por:

- El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) suministra el 87.00% de la electricidad que se consume en el país y constituye la mayoría de la capacidad instalada. El SENI es el sistema espacial que conecta

Tabla 1 Importaciones y Exportaciones, 2018

Balance Energético 2018 (Ktep)	Gas Natural	Carbón Mineral	Leña	Bagazo	Diesel	Fuel Oil	Gases
Producción	-	-	579.79	350.38	357.78	351.94	13.36
Importación	1,080.19	883.89	-	-	1,099.51	1,348.75	-
Exportación	28.80	-	-	-	-	-	-
Oferta Total	1,065.33	900.92*	579.79	350.38	1,457.64	1,701.79	13.36
Dependencia de Importaciones	100%	98.00%	0%	0%	75.00%	79.00%	0%

Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEN 2019.

\*Nota: La diferencia entre la oferta total y la importación se explica por variación de inventario.

generadoras de electricidad a través de líneas de transmisión y de distribución para suplir las necesidades energéticas en su área de cobertura.

- Los 7 Generadores de los Sistemas Aislados que se encargan de abastecer parte de la energía que no es suplida a través de la red del SENI en zonas concesionadas con fines de explotación.
- Los Autoproductores satisfacen parte de la energía que no es suplida por la red del SENI ya sea por razones de cortes en el suministro o por el tipo de energía requerida (térmica o mecánica).
- La Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA-PDV), donde se refina el crudo de petróleo importado para el comercio nacional, la terminal de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural de AES Dominicana, donde procesa parte del Gas Natural que es introducido al País. La República Dominicana cuenta actualmente con una sola refinería en operación (REFIDOMSA) con capacidad de refinación de hasta 34,000.00 bbl/día. Sin embargo, la demanda promedio

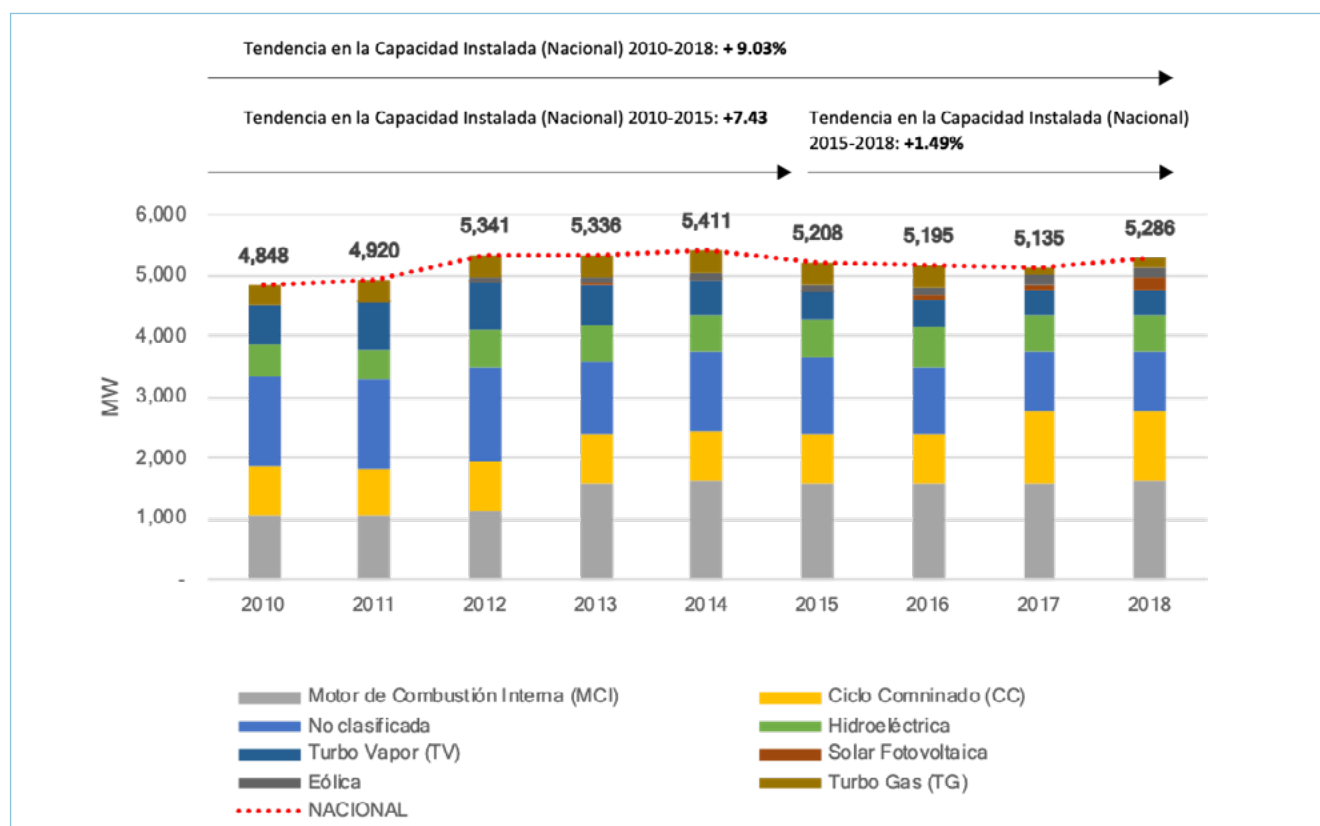
diaria asciende a unos 135,000.00 bbl/día siendo cubiertos los requerimientos restantes por importaciones directas. En cuanto al gas natural, se cuenta con una central de regasificación con capacidad de hasta 160,000.00 m<sup>3</sup> de Gas Natural Licuado (GNL), recibiendo dicha fuente a partir de un barco metanero proveniente de Trinidad y Tobago cada 21 días en promedio con una carga de unos 145,000.00 m<sup>3</sup> (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2017).

Según el BNEN 2019, la distribución en la producción de la electricidad está alrededor 1,397.94 GWh del SENI, 118.92 GWh de Sistemas Aislados y 172.89 GWh de Autoproductores.

### 3.5. Tendencia de Capacidad Instalada y Potencia 2015-2018

El parque de generación de la República Dominicana presenta una matriz diversificada compuesta por las tecnologías ciclos combinados (CC), motores de combustión interna (MCI), tur-

Figura 1 Capacidad Instalada (Nacional) en MW, 2010-2018



Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEN 2019.

binas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), hidroeléctricas, eólicas y centrales solar fotovoltaica. Según el BNEN, la República Dominicana contaba con una capacidad instalada nacional de 5,285.65 MW en 2018, de los cuales 69.00% (3,624.80 MW) corresponden al SENI, 7.00% a Sistemas Aislados (353.16 MW) y 25.00% (1,307.70 MW) a las inversiones privadas bajo el mecanismo de medición neta. En cuanto a la tendencia, en 2018 la capacidad instalada a nivel nacional aumentó de 1.49% en comparación de 2015 (5208.13 MW) y de 9.03% en comparación de 2010 (4848.05 MW) (ver Figura 1). En la Figura 2 se ilustra la composición de la capacidad instalada por tecnología (en porcentaje) para los años 2010, 2015 y 2018.

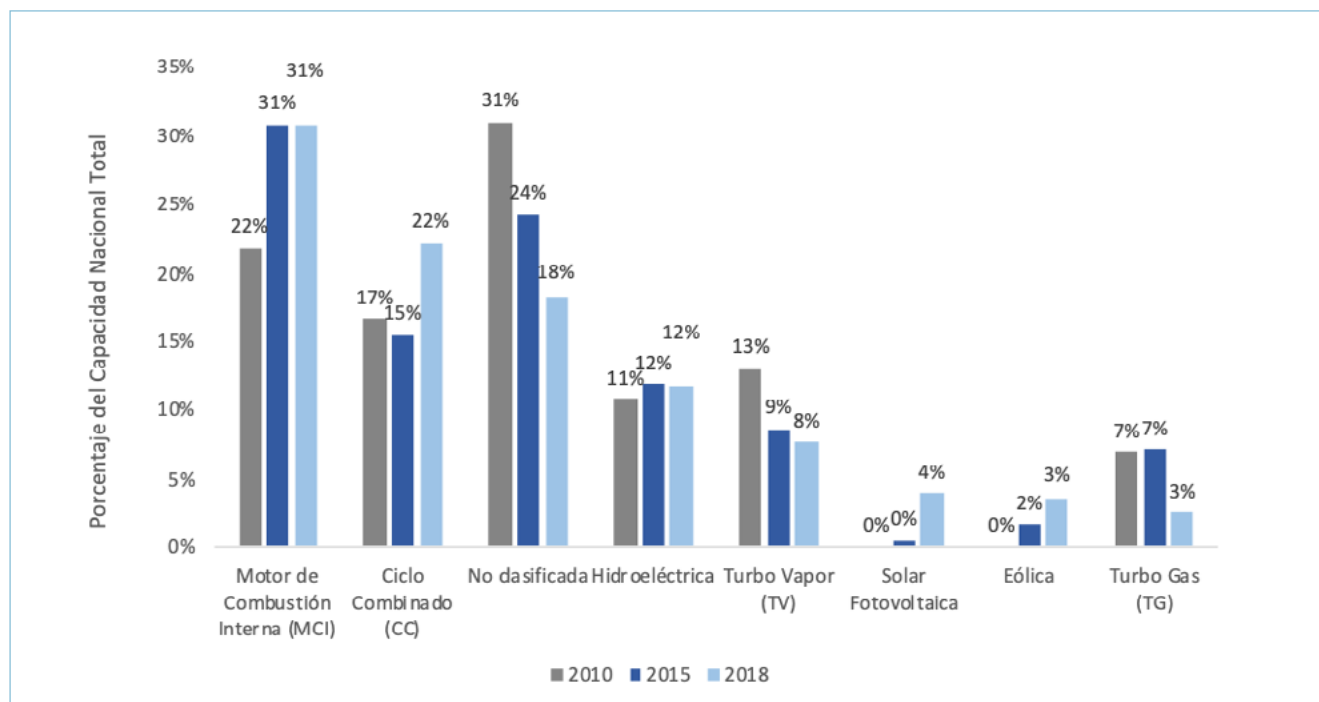
### 3.6. Tendencia de Generación de Electricidad por Fuente 2015-2018

La generación total de electricidad ascendió a 19,651.02 GWh en 2018, lo que supone un aumento del 9.65% respecto a 2015 y del 33.69% respecto a 2010. En 2018, las fuentes primarias que proporcionan la energía para la generación de electricidad son fuel oil (42.49%), gas natural (24.11%), carbón mineral (11.63%), agua (hidráulica) (9.06%), diesel (8.07%), viento

(eólica) (2.53%), sol (1.17%), bagazo de caña de azúcar (1.06%) y otras fuentes (0.32%) (biogás, gasolina, otras biomasas) (ver también Anexo 9.2 Generación de Electricidad Bruta por Fuentes (Nacional)).

La Tabla 2 muestra cómo han cambiado las fuentes individuales en la generación de electricidad bruta para los años entre 2010, 2015 y 2018. Si observamos unos combustibles individuales y su participación en la generación de electricidad, vemos que en 2018 se observa un incremento del gas natural en un +40.46% con respecto al año 2010, siendo el portador energético con mayor presencia en la matriz de generación de energía para la República Dominicana en los últimos años. Posteriormente, se puede apreciar unos cambios en bagazo (+179.95%), carbón mineral (+23.30%), diesel (-0.98%), fuel oil (+30.50%). En cuanto a la tendencia entre 2015 y 2018, vemos considerables aumentos en la tendencia de las fuentes sol (+611,11%), bagazo (+183,72%), agua (hidráulica) (+88,27%) y viento (eólica) (+71,52%) (véase Tabla 2 a continuación).

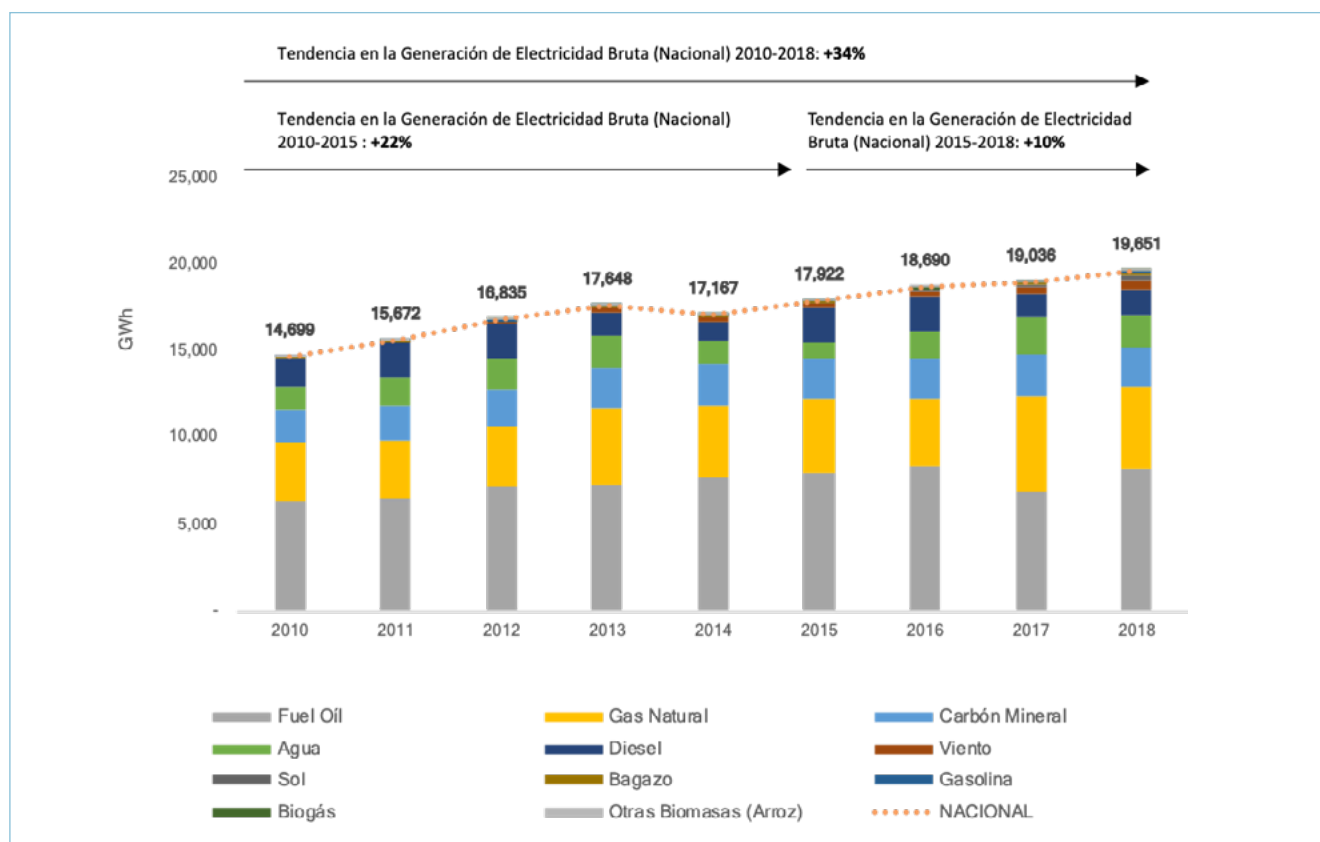
Figura 2 Porcentaje de Tecnología en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018



Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEN 2019.



Figura 3 Tendencia de Generación de Electricidad por Fuente en GWh, 2015-2018



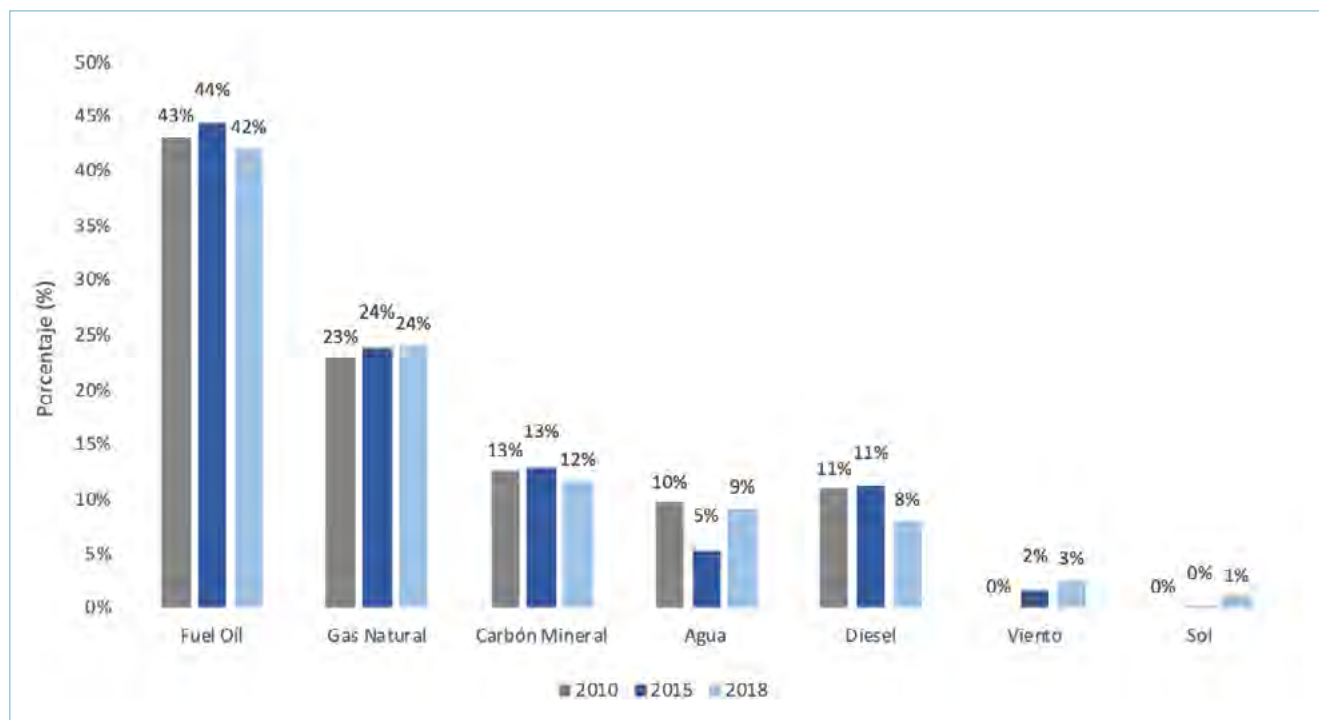
Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.

Tabla 2 Tendencia de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010-2015	2010-2018	2015-2018
Fuel Oil	25.48%	30.50%	4.01%
Gas Natural	26.97%	40.46%	10.63%
Carbón Mineral	24.82%	23.30%	-1.22%
Agua (hidráulica)	-33.29%	25.59%	88.27%
Diesel	23.67%	-0.98%	-19.93%
Viento (eólica)	-	-	71.52%
Sol	-	-	611.11%
Bagazo	-1.33%	179.95%	183.72%
Gasolina	-1.74%	-3.99%	-2.29%
Biogás	-	-	14.53%
Otras Biomosas (Arroz)	-10.09%	5.28%	17.10%
NACIONAL	21.93%	33.69%	9.65%

Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.

Figura 4 Generación Bruta (Nacional) por Fuente en Porcentaje, 2010-2018



Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.

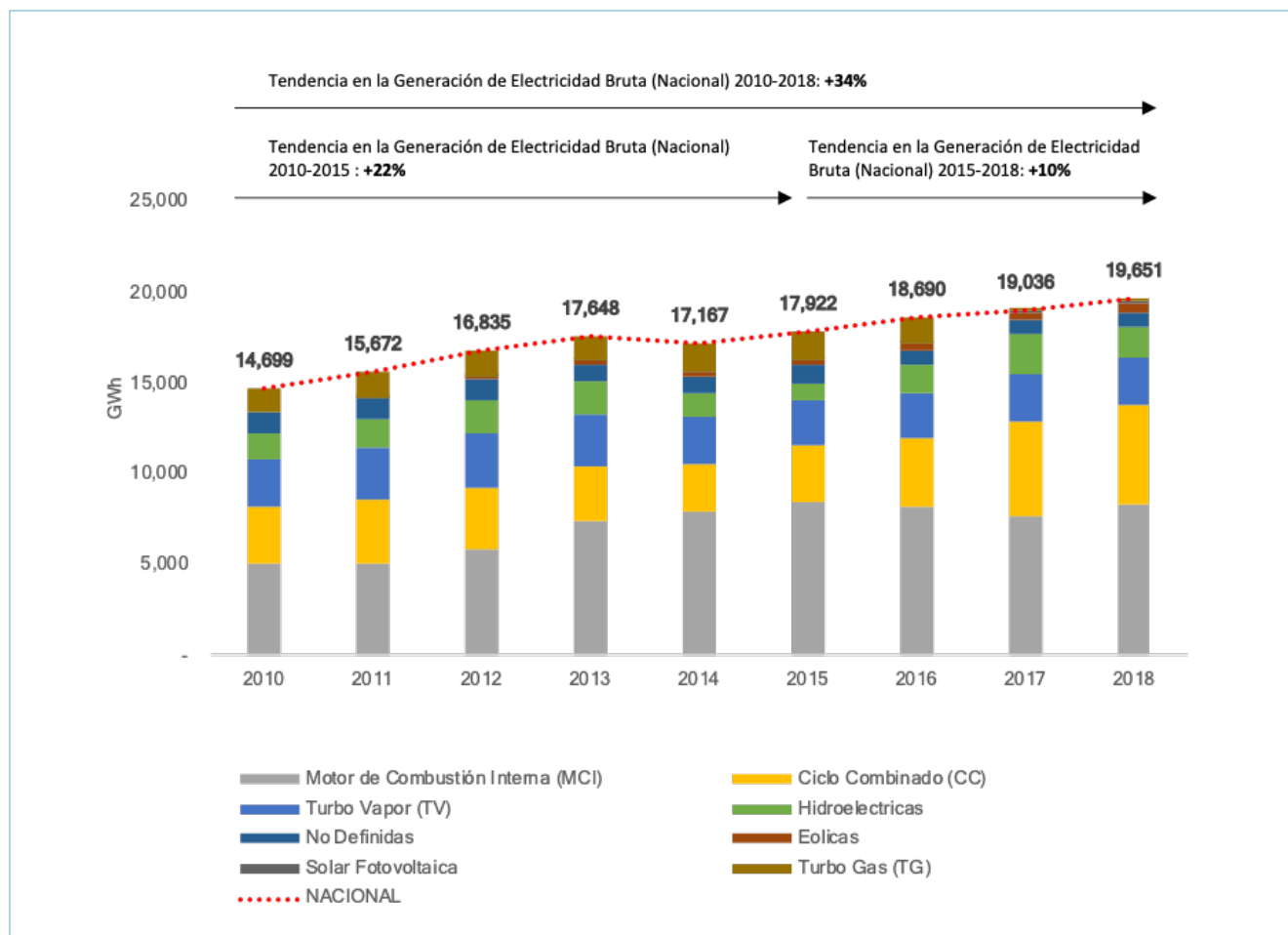
### 3.7. Tendencia de Generación de Electricidad por Tecnología 2015-2018

Si analizamos la producción de electricidad desde la perspectiva de la tecnología, podemos constatar que las fuentes primarias que proporcionan la generación bruta de electricidad (19,651.02 GWh) en 2018 son Motor de Combustión Interna (MCI) (42.49%), Ciclo Combinado (CC) (27.81%), Turbo Vapor (TV) (13.06%), Hidroeléctricas (9.06%), No Definidas (3.64%), Eólicas (2.53%) y Solar Fotovoltaica (1.17%) y Turbo Gas (TG) (0.24%).

Como se muestra en la Tabla 3, la generación de electricidad por tipo de tecnología ha cambiado considerablemente entre

los años 2010, 2015 y 2018. La generación total de electricidad en 2018 fue un 10% mayor que en 2015 y un 34% mayor que en 2010. En términos de combustibles individuales, de 2015 a 2018 observamos grandes cambios para tecnologías como la solar fotovoltaica (611%), hidroeléctrica (88%) y eólica (+72%) y Ciclo Combinado (+72%). El Turbo Gas (-97%) y otras No Definidas (-28%) por otro lado han experimentado una disminución. Mirando una perspectiva más larga hacia atrás y tomando en consideración el período entre 2010 y 2018, observamos los mayores cambios en CC (+74%), MCI (+65%) y TG (-96%).

Figura 5 Aumento Interanual de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018



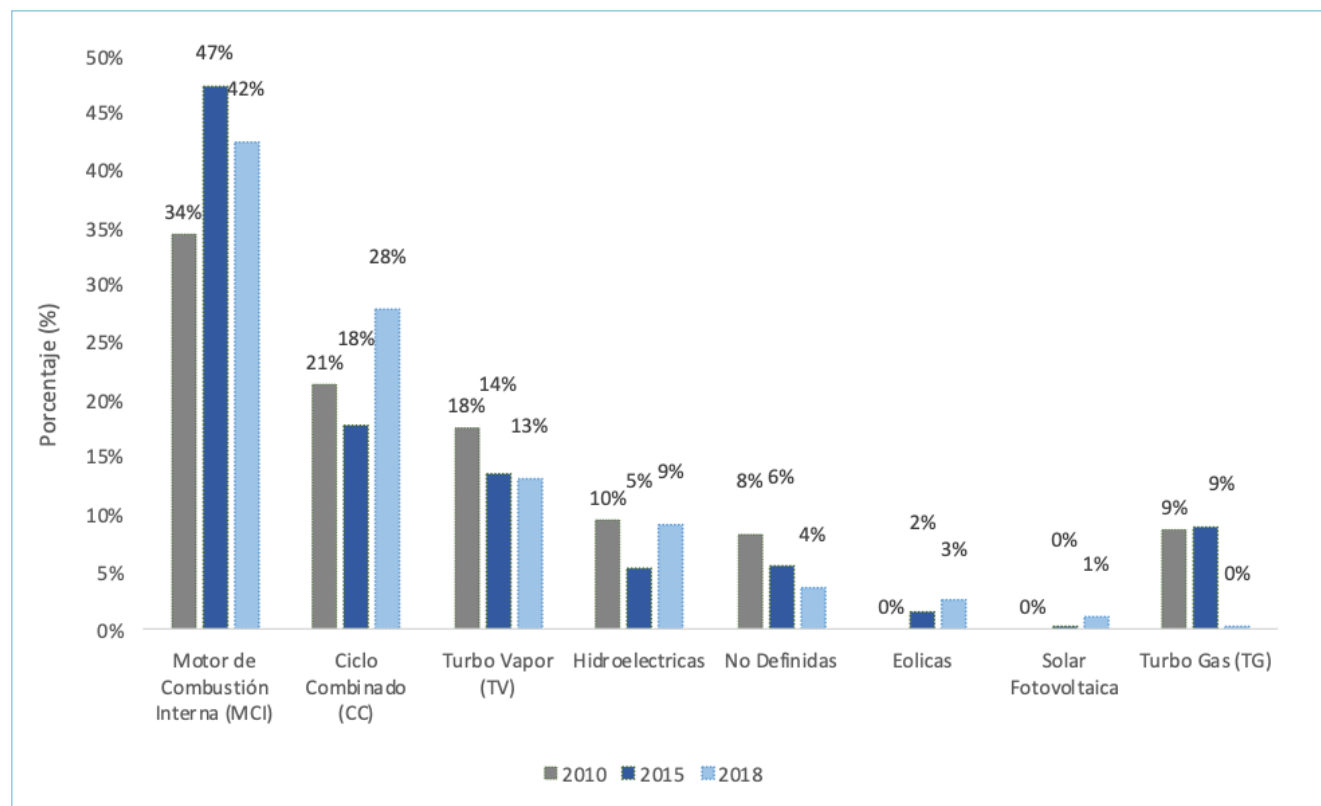
Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.

Tabla 3 Tendencia de Generación Bruta por Tecnología (variación interanual 2010 - 2018) (Nacional)

Fuentes	2010-2015	2010-2018	2015-2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	67%	65%	-1%
Ciclo Combinado (CC)	1%	74%	72%
Turbo Vapor (TV)	-6%	-1%	6%
Hidroeléctricas	-33%	26%	88%
No Definidas	-18%	-41%	-28%
Eólicas	-	-	72%
Solar Fotovoltaica	-	-	611%
Turbo Gas (TG)	24%	-96%	-97%
NACIONAL	22%	34%	10%

Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.

Figura 6 Porcentaje de Tecnología en la Generación Bruta (Nacional)



Fuente: Elaboración propia, basada en datos del BNEI 2019.





## 4. Aspectos Metodológicos de la Subcategoría

El enfoque metodológico de este informe es coherente con las Directrices de 2006 del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero<sup>9</sup> (en lo sucesivo denominado Directrices de 2006 del IPCC), que se publicaron en 2006 y que proporcionan metodologías para estimar los inventarios nacionales de las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero. Las Directrices de 2006 del IPCC proporcionan una base metodológica técnicamente sólida para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, no fue necesaria una revisión fundamental (se ha tenido en cuenta la metodología del "Refinamiento de 2019" que proporciona unas actualizaciones,

suplementos y/o elabora las Directrices de 2006 del IPCC, pero no es pertinente para el presente informe sobre las emisiones). Para los fines de preparación de los inventarios nacionales, y también de las sucesivas actualizaciones, este informe se adhiere a los siguientes principios de calidad del IPCC:

- **Transparencia:** Los supuestos y las metodologías utilizadas deben ser expuestas claramente, con el objetivo de facilitar la reproducción de los inventarios.
- **Precisión:** Se debe reducir a lo máximo posible los niveles de incertidumbre dentro del inventario.

<sup>9</sup> Para más informaciones sobre las Directrices de 2006 del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, véase: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

- **Exhaustividad:** Se deben analizar todas las fuentes y gases incluidos en las Directrices del IPCC 2006, incluyendo otras fuentes específicas relevantes para el país.
- **Consistencia:** El inventario debe ser consistente en todos sus elementos y para todos los años inventariados.
- **Comparabilidad:** Las estimaciones de emisiones y remociones deben ser comparables entre los países.

En general, la metodología aplicada a este informe de inventario es en gran medida coherente con la metodología utilizada en inventarios anteriores (por ejemplo, el INGEI 2015 reportada en el fBUR).

#### 4.1. Fuentes de Información

El presente informe es el resultado de un esfuerzo de colaboración entre diversas instituciones. En octubre de 2019 y bajo el auspicio de la Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales y el Proyecto Transición Energética (PTE) de GIZ, se estableció un grupo de trabajo técnico para la actualización del inventario en esta subcategoría, se elaboró un cronograma de actividades para ser implementadas en 90 días con la participación de los actores más relevantes en el proceso de inventario (la lista de instituciones se menciona al principio bajo "Comité Interinstitucional"). Este comité interinstitucional se reunió por lo menos 4 veces entre octubre y diciembre de 2019 en el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales y en la oficina del GIZ en Santo Domingo

para discutir y llegar a un consenso sobre las fuentes de datos que se utilizarían para el cálculo, los Niveles que se utilizarían en esta metodología, y para el control de calidad y los cálculos utilizando el Inventory software de IPCC 2019 (Versión 2.69). Todas las actas de las reuniones fueron transcritas y compartidas con todos los participantes después de las reuniones.

El documento clave para la recopilación de la información y aprobado por el grupo técnico del subsector eléctrico fue el Balance Nacional de Energía Neta (BNEN), publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE)<sup>10</sup>. Como herramienta, consolida la información energética de oferta y demanda en la República Dominicana en una base histórica sobre el comportamiento de las fuentes, oferta, centros de transformación y demanda. Por lo que el grupo técnico considera los datos como los más apropiados para una actualización anual del inventario en la subcategoría de Industrias de la Energía (1.A.1), de manera sostenible en el tiempo. Solamente los datos que pertenecen específicamente a la subcategoría 1.A.1.b Refinación de Petróleo se derivaron directamente de Refidomsa PDV (esta es una gran diferencia con los inventarios anteriores como el fBUR, por ejemplo, que en el pasado ha utilizado estimaciones del BNEN.). Para las diferentes subcategorías actualizadas y reportadas se realiza el siguiente desglose de fuentes de información (a partir de la actualización en la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1), las actividades que no aparecen en la Tabla 1 fueron incluidas en otras subcategorías, así como algunas que no ocurren en el país):

<sup>10</sup> Para más información, visite el sitio web oficial del CNE: <https://www.cne.gob.do>

**Tabla 4 Fuentes de Información por categoría**

Número de Código	Subcategoría / Actividades	2015 (Recálculo)	2018 (Actualización)
1.A.1	Industrias de la Energía	Balance Nacional de Energía 2003-2018 (actualizado 13-Mayo-2019 en Unidades Propias y Unidades Energéticas)	Balance Nacional de Energía 2003-2018 (actualizado 13-Mayo-2019 en Unidades Propias y Unidades Energéticas)
1.A.1.a.i	Generación de Electricidad		
1.A.1.b	Refinación de Petróleo	Datos de Refidomsa PDV	Datos de Refidomsa PDV
1.A.1.c.ii	Manufactura de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	Balance Nacional de Energía 2003-2018 (actualizado 13-Mayo-2019 en Unidades Propias y Unidades Energéticas)	Balance Nacional de Energía 2003-2018 (actualizado 13-Mayo-2019 en Unidades Propias y Unidades Energéticas)

Fuente: Elaboración propia.

Las informaciones de los BNEN y estadísticas relacionadas fueron construidas a partir de las informaciones del Sistema de Información Energética Nacional (SIEN) adoptando la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) con la asesoría de la Fundación Bariloche de Argentina, las principales fuentes de información del BNEN son las siguientes:

- Banco Central de la República Dominicana (BCRD).
- Central Romana Corporation, Ltd. (COSTASUR).
- Centro de Exportación e Inversión de la República Dominicana (CEI-RD).
- Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM).
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).
- Dirección General de Aduanas (DGA).
- Dirección General de Impuestos Internos (DGII).
- Empresa de Generación de Haina (EGE HAINA).
- Ministerio de Hacienda (MH).
- Ministerio de Industria y Comercio y Mipymes (MICM).
- Oficina de Reordenamiento Terrestre de Transporte (OPRET).
- Oficina Nacional de Estadística (ONE).
- Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI).
- Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA-PDV);
- Superintendencia de Electricidad (SIE).

Centros de transformaciones del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Aislados son el insumo básico de la Planificación y Prospección Energética, aplicación de políticas energéticas del Plan Energético Nacional (PEN) en temas de Eficiencia Energética, Seguridad Energética e Impactos Ambientales. En específico, para el cálculo de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero de las Comunicaciones Nacionales y definición de las Contribuciones Nacionales. Los datos fueron expresados en kTep para cada uno de los tipos de combustibles producidos e importados para la industria de energía a nivel nacional. Una vez, obtenidos estos datos, fueron llevados a unidades de energía (TJ) para introducir en la matriz de cálculo del inventory software de IPCC 2019 (Versión 2.69).

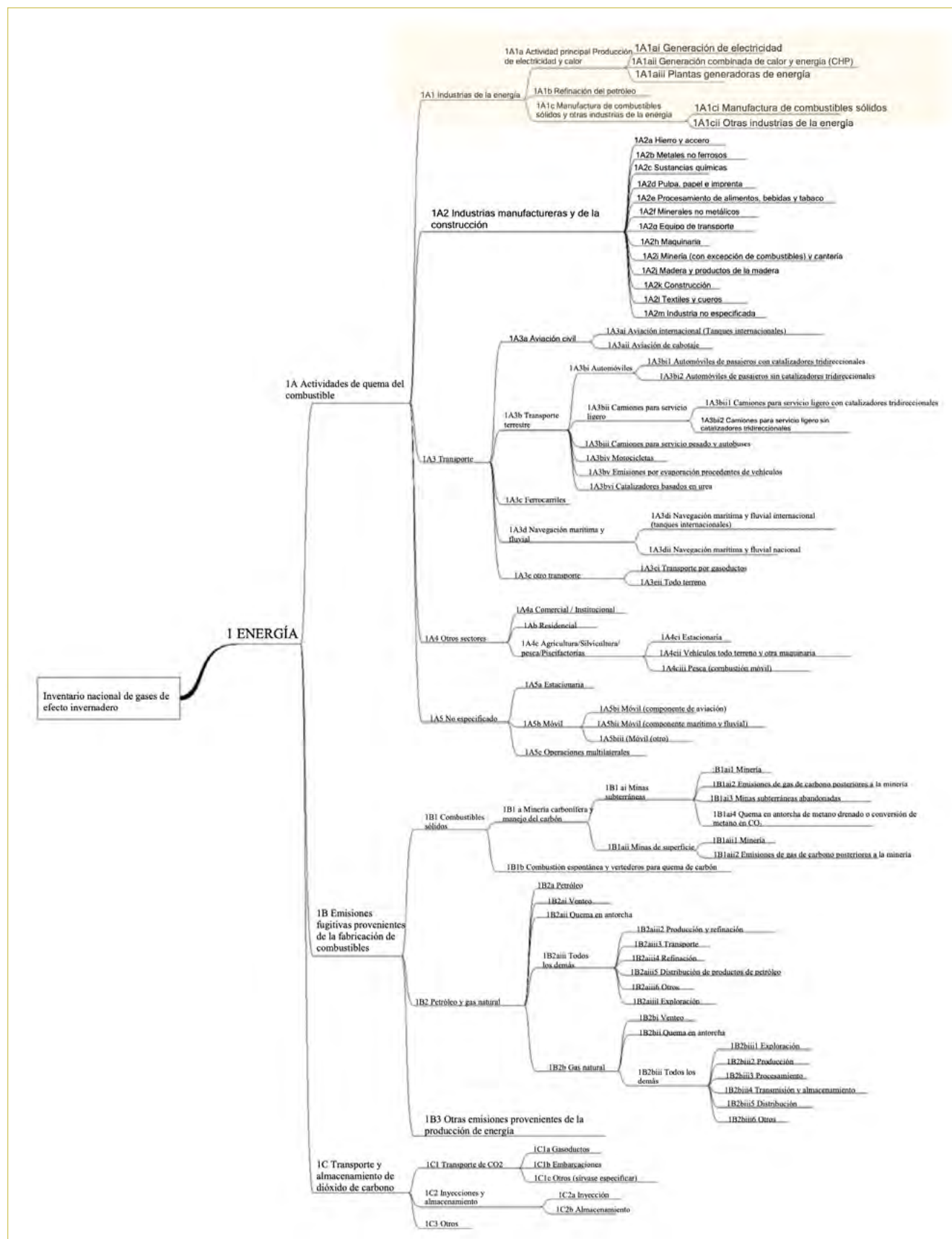
Se debe señalar que no se ha contabilizado el consumo de combustible carbón mineral bituminoso en la Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC), ya que para el último año 2018, dicha planta entró en proceso de prueba y ajustes, para su puesta en marcha en el 2019.

## 4.2. Alcance Sectorial

Las Directrices de 2006 del IPCC separan la emisión según las actividades, como se muestra en la Figura 1. Este presente informe sólo analiza las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) - que reporta datos para la categoría Actividades de Combustión de Combustible (1.A) dentro del sector Energía (1). La subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) incluye las actividades de Generación de Electricidad (1.A.1.a.i), Refinación de Petróleo (1.A.1.b) y Manufactura de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía (1.A.1.c.ii). Las emisiones que se originan en estos sectores se describen en la Tabla 1.



Figura 7 Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía según las Directrices del IPCC de 2006



Fuente: (IPCC, 2006b)

Tabla 5 División detallada del sector para la combustión estacionaria

	Categorías IPCC	Definiciones
1.A	Actividades de quema del combustible	Emisiones de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para calentar y proporcionar calor a un proceso como calor o como trabajo mecánico, o bien para aplicaciones fuera del aparato.
1.A.1	Industrias de la Energía	Incluye las emisiones de los combustibles quemados por la extracción de combustibles o por las industrias de producción energética.
1.A.1.a	Producción de Electricidad y Calor como Actividad Principal	<p>La suma de emisiones de los productores de electricidad como actividad principal, la generación combinada de calor y energía, y las centrales de calor. Los productores como actividad principal (conocidos anteriormente como servicios públicos) se definen como aquellas empresas cuya actividad principal es brindar un suministro al público. Pueden ser de propiedad pública o privada. Deben incluirse las emisiones procedentes del uso de combustibles en el sitio propio.</p> <p>Las emisiones de los autoprodutores (empresas que generan electricidad/calor total o parcialmente para su propio uso, como actividad que respalda sus actividades primarias) deben asignarse al sector en que fueron generadas y no en 1A1a. Los autoprodutores pueden ser de propiedad pública o privada.</p>
1.A.1.a.i	Generación de Electricidad	Incluye las emisiones de todos los usos de combustible para la generación de electricidad de productores como actividad principal, excepto las centrales combinadas de calor y energía.
1.A.1.a.ii	Generación Combinada de Calor y Energía (CHP)	Las emisiones de la producción de calor y energía eléctrica de los productores como actividad principal para vender al público en una única instalación CHP.
1.A.1.a.iii	Centrales de Calor	Producción de calor por parte de los productores como actividad principal, para vender mediante una red de tuberías.
1.A.1.b	Refinación de Petróleo	Todas las actividades de combustión que respaldan la refinación de los productos del petróleo incluyen la quema en el sitio para la generación de electricidad y calor para uso propio. No incluye las emisiones por evaporación que ocurren en la refinería. Estas emisiones deben declararse por separado en 1 B 2 a.
1.A.1.c	Fabricación de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	Las emisiones de la quema de combustibles usados durante la fabricación de productos secundarios y terciarios con combustibles sólidos, incluida la producción de carbón vegetal. Deben incluirse las emisiones del uso de combustibles en el sitio propio. Incluye, asimismo, la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias.
1.A.1.c.i	Fabricación de Combustibles Sólidos	Emisiones que emanan de la quema de combustibles para la producción de coques de carbón, briquetas de carbón de lignito y el combustible de composición.
1.A.1.c.ii	Otras Industrias de la Energía (Leña)	Emisiones de la quema que emanan del uso de energía de las industrias energéticas en sus propios sitios, no mencionadas anteriormente o para las que no hay datos disponibles por separado. Incluye las emisiones procedentes del uso de la energía propia para la producción de carbón vegetal, bagazo, aserrín, tallos de planta de algodón y carbonización de biocombustibles, como así también combustible usado para minería de carbón, extracción de petróleo y gas y el procesamiento y la refinación del gas natural. Esta categoría incluye también las emisiones de procesamiento previo a la quema para la captura y el almacenamiento de CO <sub>2</sub> . Las emisiones de la quema procedentes del transporte en ductos deben declararse en 1A3e.

Fuente: (IPCC, 2006b).

### 4.3. Enfoque de Cálculo

En general, las emisiones de CO<sub>2</sub> de la combustión de un combustible dependen principalmente del contenido de carbono del combustible, la eficiencia de la combustión, los regímenes de mantenimiento, entre otros. Cuando se queman los combustibles, la mayor parte del carbono se emite inmediatamente como CO<sub>2</sub> durante el proceso de combustión, una porción más pequeña se libera como CO, CH<sub>4</sub> o hidrocarburos no metánicos, que se oxidan a CO<sub>2</sub> en la atmósfera en un período de unos pocos días a unos 12 años.

Para la estimación de las emisiones y absorciones de GEI, la metodología general utilizada consistió en una combinación de la información acerca del alcance hasta donde interfiere una actividad humana (denominada datos de actividad o DA, esta puede ser informaciones estadísticas y/o paramétricas), teniendo en cuenta los coeficientes que miden las emisiones o absorciones por cada unidad de actividad, los cuales se les llama factores de emisión (FE).<sup>11</sup> Donde, la ecuación básica es:

$$\text{Emisiones de GEI} = \text{DA} \times \text{FE}$$

La elección del método para este informe de inventario se llevó a cabo utilizando el análisis de las categorías principales (que se derivó de un inventario anterior) y el Árbol de Decisión Gene-

ral, lo que resultó en la elección del Nivel 1 (Tier 1) para todas las subcategorías reportadas<sup>12</sup>. La elección de este método para los datos de actividad (DA) estuvo condicionada por la limitación de datos de consumo de combustibles a nivel general en el país y por los factores de emisión para todos los gases evaluados, estos fueron obtenidos por las recomendaciones de factores por defecto del IPCC EFDB (Base de datos de factores de emisión, por sus siglas en inglés) 2006, ya que no se dispone de información a nivel nacional para los factores de emisión propios del país, para los diferentes combustibles fósiles.

Los gases tomados en cuenta en el proceso de combustión que interviene en la industria de la energía para fines de inventario fueron el CO<sub>2</sub>, el CH<sub>4</sub> y el N<sub>2</sub>O. A partir de estos gases identificados se tomó la decisión de utilizar los potenciales de calentamiento publicados en el segundo reporte de actualización del IPCC (AR2 GWP, 100 year time horizon). En general, las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de combustible dependen mayormente del contenido de carbono del combustible, la eficiencia del quemado, regímenes de mantenimiento, entre otros. Cuando los combustibles son quemados, la mayor parte del carbono es emitido inmediatamente como CO<sub>2</sub> durante el proceso de combustión, otra parte menor es liberada como CO, CH<sub>4</sub> o hidrocarburos distintos al Metano, los cuales se oxidan a CO<sub>2</sub> en la atmósfera dentro de un período desde unos pocos días hasta cerca de 12 años.

<sup>11</sup> Volumen 1, Capítulo 1, Directrices IPCC 2006, [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/1\\_Volume1/V1\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/1_Volume1/V1_1_Ch1_Introduction.pdf)

<sup>12</sup> Para los fines de estimación existen varios niveles según las Directrices IPCC 2006, de acuerdo con las informaciones disponibles: i) Nivel 1 (Tier 1) que se limita al uso de información de datos de actividad nacional con factores de emisión por defecto; ii) Nivel 2 (Tier 2) que se circunscribe al uso de datos nacionales, pero con factores de emisión propios (iii) Nivel 3 (Tier 3) que se supone del uso de datos agregados (sitio por sitio) donde también se disponen de informaciones de tecnologías y factores de emisión nacional o específicos.

**Tabla 6 Potenciales de calentamiento global (GWP) usados en el INGEI de la República Dominicana, según CMNUCC<sup>13</sup>**

Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Potenciales de Calentamiento Global (PCG) para un marco temporal de 100 años
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	21
N <sub>2</sub> O	310

Fuente: Elaboración propia, basada en datos del (IPCC & Working Group I, 1995)

<sup>13</sup> Para más detalles, consulta: <https://unfccc.int/process/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/greenhouse-gas-data-unfccc/global-warming-potentials>) (tabla 4, Technical Summary, página 22, [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc\\_sar\\_wg\\_I\\_full\\_report.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_sar_wg_I_full_report.pdf))



El método del Nivel 1 se basa en el combustible, ya que las emisiones de todas las fuentes de combustión pueden estimarse sobre la base de las cantidades de combustible quemado (generalmente a partir de las estadísticas nacionales de energía) y los factores de emisión medios. La calidad de los factores de emisión del Nivel 1 difiere entre los gases. Los factores de emisión del CO<sub>2</sub> – que representa típicamente el 95.00% de las emisiones del sector energético – dependen del contenido de carbono del combustible y son relativamente exactos, mientras que los factores de emisión del metano y del óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones de funcionamiento y varían considerablemente. Por lo tanto, tanto los factores de emisión para el metano como para el óxido nitroso son bastante imprecisos. Por lo tanto, podemos asumir que la estimación de la emisión es relativamente precisa.

En este sentido, los métodos aplicados en este estudio toman en consideración la actualización de los datos de actividad (DA) reportados por los organismos e instituciones nacionales, tanto del sector público como del privado de la República Dominicana, considerando los factores de emisión por defecto (FE) e identificando las categorías y subcategorías correspondientes. Los cálculos de las emisiones se realizaron en el inventory software de IPCC 2019 (Versión 2.69), además de una actualización y control de calidad utilizando Microsoft Excel (para más información sobre la calculación, véase el Anexo 9.13 Fórmulas). El informe toma como año base el 2015 y como último año de inventario el 2018.



## 5. Tendencia de las Emisiones de GEI

Tomando en cuenta el último inventario publicado (2010) en la Tercera Comunicación Nacional (TCNCC) y la actualización realizada en el último año de inventario (2015) en el Primer Informe Bienal De Actualización (fBUR), se elaboró una serie temporal para la categoría identificada desde el año 2010 al 2018 para observar la tendencia de las emisiones en el subsector eléctrico, específicamente dentro de la Industria de la Energía para la República Dominicana. El estudio cubre todo el territorio nacional. Se tuvieron en cuenta todas las plantas energéticas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y los sistemas aislados. No fueron considerados los autoprodutores, porque según la Guía IPCC 2006 las emisiones de los autoprodutores (empresas que generan electricidad/calor total o parcialmente para su propio uso, como actividad que respalda sus

actividades primarias) deben asignarse al sector en que fueron generadas y no en 1A1a (ver capítulo 4.2 Alcance Sectorial y Tabla 5 División Detallada del sector para la combustión estacionaria).

### 5.1. Serie de Datos sobre Emisiones 2015-2018

Las emisiones de GEI atribuidas a la subcategoría de Industrias de la Energía (1.A.1), comprende actividades de quema de combustible para la producción de electricidad y calor, quema de combustible en la actividad de Refinación del crudo del petróleo y manufactura de combustibles. La actividad de producción de electricidad y calor representan a todas las unidades que producen energía como actividad principal (Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y los Generadores de Sistemas Aislados).

A continuación, en la Tabla 5 se puede observar el desglose de las emisiones para la subcategoría Industrias de la Energía, para los años 2010, 2015 y 2018. En 2018, las emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) fueron 10,602.00 Gg CO<sub>2</sub>eq (equivalente a 10,602,000.00 toneladas (t) CO<sub>2</sub>eq). Como se ve en la Tabla 5, la mayoría de las emisiones resultan de la categoría Producción de Electricidad y Calor (1.A.1.a)

como actividad principal que contribuye más de 98.33% de las emisiones de la categoría Industrias de Energía (1.A.1). Cuando examinamos los combustibles individuales, vemos que en 2018 las mayores emisiones se originaron de fuel oil (10,424.48 GgCO<sub>2</sub>eq), carbón mineral (2,821.42 GgCO<sub>2</sub>eq) y gas natural (2,243.15 GgCO<sub>2</sub>eq).

**Tabla 7 Desglose de Emisiones de la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) en GgCO<sub>2</sub>eq, 2015-2018**

	Categorías IPCC	2010**	2015	2016	2017	2018
		Gg CO <sub>2</sub> eq	Gg CO <sub>2</sub> eq	Gg CO <sub>2</sub> eq	Gg CO <sub>2</sub> eq	Gg CO <sub>2</sub> eq
1.A.1	Industrias de la Energía	8,351.58	9,961.46	10,216.56	9,425.81	10,602.00
1.A.1.a	Producción de Electricidad y Calor como Actividad Principal	8,153.90	9,903.16	10,046.59	9,276.96	10,424.48
1.A.1.a.i	Generación de Electricidad	8,153.90	9,903.16	10,046.59	9,276.96	10,424.48
	Diesel	511.65	791.28	856.56	458.10	633.99
	Fuel Oil	3,905.55	4,317.46	4,449.18	3,579.33	4,721.86
	Carbón Mineral	2,131.13	2,739.80	2,808.27	2,968.90	2,821.42
	Gas Natural	1,605.57	2,054.63	1,932.57	2,268.17	2,243.15
	Bagazo	0.00	0.00	0.00	133.99	221.38
1.A.1.a.ii	Generación Combinada de Calor y Energía (CHP)	IE*	IE	IE	IE	IE
1.A.1.a.iii	Plantas de Calor	IE	IE	IE	IE	IE
1.A.1.b	Refinación de Petróleo	188.58	47.91	159.17	137.73	165.91
	Gas Refinado	72.41	21.07	90.40	80.09	102.22
	Diesel	15.22	3.98	12.08	11.02	10.99
	Fuel Oil	100.94	22.85	56.70	46.62	52.70
1.A.1.c	Fabricación de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	9.10	10.38	10.80	11.12	11.62
1.A.1.c.i	Fabricación de Combustibles Sólidos	NO*	NO	NO	NO	NO
1.A.1.c.ii	Otras Industrias de la Energía (Leña)	9.10	10.38	10.80	11.12	11.62

Fuente: Elaboración Propia

\*NO: No ocurre; NE: No Estimado; IE: Incluido en otra categoría

\*\*Nota: Todos los datos tomados fueron mejorados en 2018 a partir de BNEI publicado en mayo 2019.



## 5.2. Evolución y Tendencia de Emisiones 2015-2018

Como se observa en la Tabla 5, en el año 2010 las emisiones de GEI de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) registraron 8,351.58 Gg CO<sub>2</sub>eq, mientras que en el año 2015 estas emisiones pasaron a 9,961.46 Gg CO<sub>2</sub>eq y para el año 2018 se registraron 10,602.00 Gg CO<sub>2</sub>eq. En el año 2015 la tendencia de emisiones se incrementó en un 19.28% desde 2010, sin embargo, desde 2015 hasta el año 2018 la tendencia de emisiones aumentó solamente un 6.43% (ver Figura 10). Las tendencias de las emisiones como explica en la Tabla 6 también se pueden ver en la Figura 10.

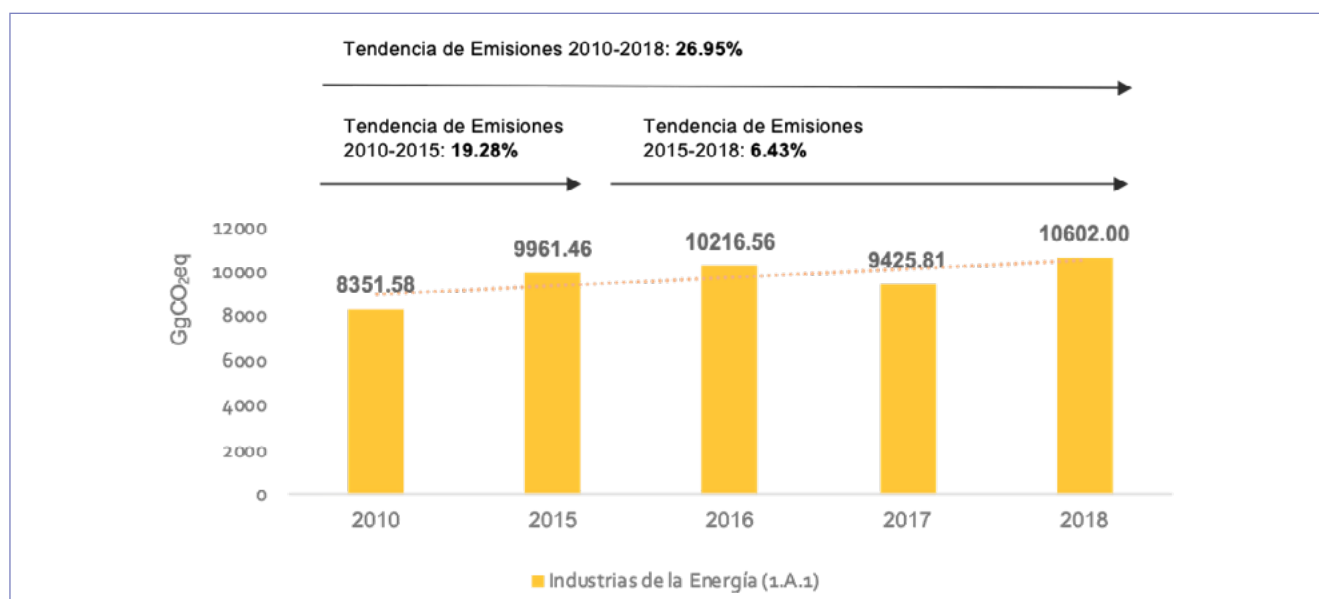
De forma detallada, la tendencia de emisiones por combustible de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) se explica a continuación: En el período 2010-2015 la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) aumentó en un 19,28%. Esto se debió en gran medida a los aumentos de las actividades: 1.A.1.a (Producción de Electricidad y Calor como actividad principal) con un 21.45% y 1.A.1.c (Manufactura) con un 14.07%. Sin embargo, la actividad 1.A.1.b (Refinación de Petróleo), experimentó una disminución del 74.59%. En lo que respecta a los combustibles individuales por el subsector Generación de Electricidad (1.A.1.a.i) se puede ver los mayores cambios en Diesel (54.65%),

Carbón Mineral (28.56%) y Gas Natural (27.97%) (ver Tabla 6 para más detalles).

En el periodo 2010-2018 la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) aumentó en un 26.95%. Debido mayormente a los aumentos de las actividades: 1.A.1.a (Producción de Electricidad y Calor como actividad principal) con un 27.85% y 1.A.1.c (Manufactura) con un 27.63%. Sin embargo, la actividad 1.A.1.b (Refinación de Petróleo) experimentó una disminución de 12.02%. En lo que respecta a los combustibles individuales por el subsector Generación de Electricidad (1.A.1.a.i), los mayores cambios en Gas Natural con 39.71%, Carbón Mineral 32.39%, y Diesel con 23.91% (ver Tabla 6 para más detalles).

En el periodo 2015-2018 la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) aumentó en un 6.43%, debido mayormente a los aumentos de las actividades: 1.A.1.a (Producción de Electricidad y Calor como actividad principal) con un 5.26% y 1.A.1.c (Manufactura) con un 11.89%. Sin embargo, la actividad 1.A.1.b (Refinación de Petróleo) experimentó un aumento de 246.29%. En lo que respecta a los combustibles individuales por el subsector Generación de Electricidad (1.A.1.a.i), los mayores cambios en Diesel (19.88%), Fuel Oil (9.37%) y Gas Natural (9.18%) (ver Tabla 6 para más detalles).

Figura 8 Comportamiento de los GEI en la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)



Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 8 Tendencia de Emisiones por Combustible de la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)

	Categorías IPCC	Tendencia de Emisiones 2010-2015	Tendencia de Emisiones 2010-2018	Tendencia de Emisiones 2015-2018
1.A.1	Industrias de la Energía	19.28%	26.95%	6.43%
1.A.1.a	Producción de Electricidad y Calor como actividad principal	21.45%	27.85%	5.26%
1.A.1.a.i	Generación de Electricidad	21.45%	27.85%	5.26%
	Diesel	54.65%	23.91%	-19.88%
	Fuel Oil	10.55%	20.90%	9.37%
	Carbón Mineral	28.56%	32.39%	2.98%
	Gas Natural	27.97%	39.71%	9.18%
	Bagazo	0.00%	0.00%	0.00%
1.A.1.a.ii	Generación combinada de calor y energía (CHP)	IE	IE	IE
1.A.1.a.iii	Plantas de calor	IE	IE	IE
1.A.1.b	Refinación de Petróleo	-74.59%	-12.02%	246.29%
	Gas Refinado	-70.90%	41.17%	385.11%
	Diesel	-73.82%	-27.81%	175.78%
	Fuel Oil	-77.36%	-47.79%	130.58%
1.A.1.c	Manufactura de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	14.07%	27.63%	11.89%
1.A.1.c.i	Manufactura de Combustibles Sólidos	NO	NO	NO
1.A.1.c.ii	Otras industrias de la energía (Leña)	14.07%	27.63%	11.89%

Fuente: Elaboración Propia.

\*NO: No ocurre; NE: No Estimado; IE: Incluido en otra categoría

\*\*Nota: Todos los datos tomados fueron mejorados en 2018 a partir de BNEN publicado en mayo 2019.

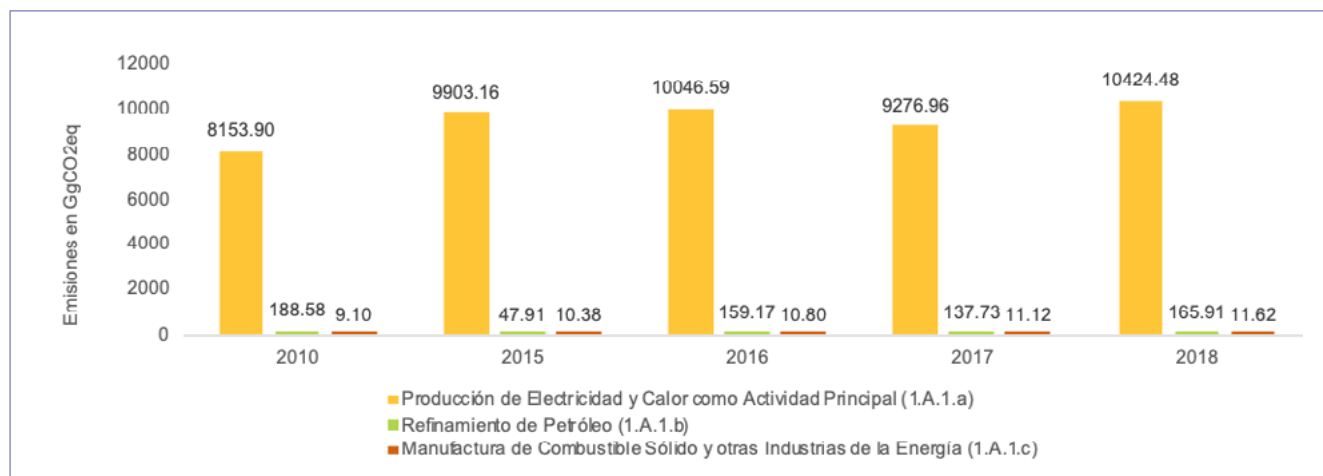
En la Figura 11 se pueden apreciar las emisiones para las actividades incluidas en la subcategoría de Industrias de la Energía (1.A.1), como se observa, la actividad Producción de Electricidad y Calor como actividad Principal (1.A.1.a) es la que produce más emisiones dentro de la subcategoría para todos los años presentados.

### 5.3. Intensidad de Emisiones 2015-2018

Este subcapítulo analiza la intensidad de las emisiones, es decir, las emisiones de las Industrias de Energía (1.A.1), comparadas con la energía (en TJ) que se utilizó en esta subcategoría. Como se muestra en la Figura 12, en 2018 la intensidad de las

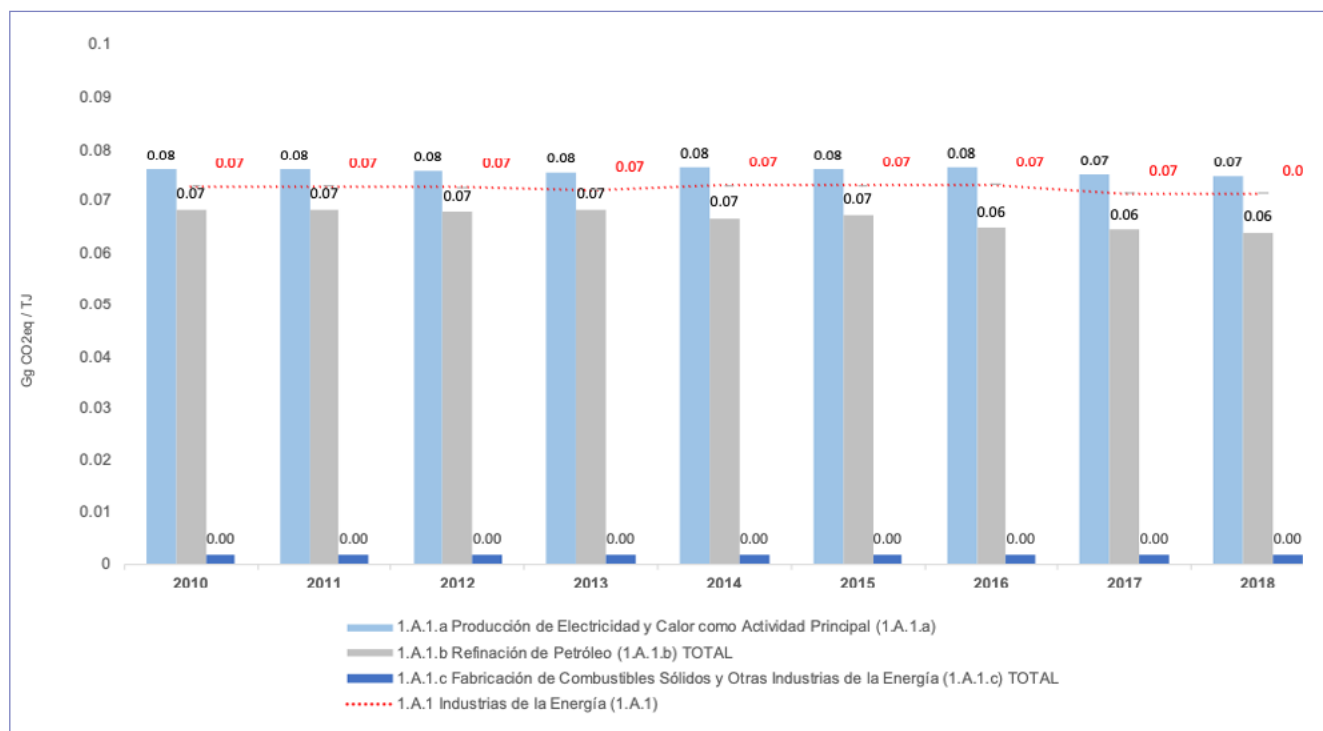
emisiones de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) se estabilizó en 0.07 Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ (lo mismo como en 2010 y 2015). Así la intensidad de la emisión no ha cambiado para la Industria de la Energía (1.A.1). Sin embargo, en la subcategoría Generación de Electricidad (1.A.1.a) vemos que la intensidad de las emisiones ha disminuido ligeramente de 0,08 Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ en 2015 a 0,07 Gg CO<sub>2</sub>eq/TJ en 2018, lo que probablemente se atribuye al cambio hacia el gas natural y al aumento de las energías renovables (véase la figura siguiente y también Anexo 9.12).

Figura 9 Comportamiento de los GEI en las subcategorías de Industrias de la Energía (1.A.1)



Fuente: Elaboración propia.

Figura 10 Intensidad de Emisiones en GgCO<sub>2</sub>eq / TJ, 2010-2018



Fuente: Elaboración propia.





## 6. Incertidumbre y Control de Calidad

### 6.1. Análisis de Incertidumbre

El análisis de incertidumbre del INGEI correspondiente a la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) de la República Dominicana está basado en el Método 1: Propagación de Error, tal como está contemplado en las Directrices IPCC del 2006 y a su vez, como está calculado en el inventory software de IPCC 2019 (Versión 2.69), además se especifican los diferentes gases por separado como equivalentes de CO<sub>2</sub>. Este análisis sirve para estimar la incertidumbre de las categorías y/o subcategorías individuales a lo largo de todo el inventario (datos de actividad, factores de emisión y otros parámetros de estimación) y en las tendencias entre un año de interés y el año base.

Tal como se muestra en la Tabla 9, en la República Dominicana la incertidumbre para el año 2018 es de un  $\pm 4.72\%$ , donde las emisiones netas correspondientes a este último año son de 11,515.08 GgCO<sub>2</sub>eq, correspondientes a un rango de probabilidad de 95.00%, de 10,971.57 a 12,058.59 GgCO<sub>2</sub>eq. Basado en los inventarios del año base total y del último año, la tendencia promedio es un aumento del 8.80% en las emisiones de 2015 a 2018. La incertidumbre de la tendencia es de 2.64%, lo cual corresponde a un rango de probabilidad del 95.00% para la tendencia de 3.67% a 13.94%, respecto a las emisiones del año base.

Las fuentes de incertidumbre que más contribuyen a la varianza están en las emisiones de CO<sub>2</sub> durante la generación de electricidad por el uso de combustibles líquidos y sólidos; seguida de

las emisiones de este mismo gas durante la generación por el uso de biomasa por otras Industrias de la Energía. La incertidumbre del sector se debe al uso de factores de emisión por defecto, más que a los datos de actividad levantados en el BNEN.

La incertidumbre para todos los combustibles presentados en esta subcategoría es de  $\pm 3.00\%$ . Lo que respecta a los factores de emisión, los utilizados para este inventario fueron los FE por defecto dispuestos en las Directrices del IPCC de 2006, por lo

que se aplicaron valores de incertidumbre deducidos a partir de los valores superiores e inferiores que se reportan en las Directrices del IPCC de 2006. Para el CO<sub>2</sub> la incertidumbre usada es -3.21% a 18.69%, mientras que para CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O fueron entre -67.12% a 245.45%, estos fueron tomados, de las incertidumbres calculadas por el inventory software de IPCC 2019 (Versión 2.69), según el tipo de combustible, luego se tomaron, el menor y el mayor valor para cada tipo de combustible y gas.

Tabla 9 Tabla de Incertidumbre

Año base para la evaluación de la incertidumbre en la tendencia: 2015, Año T: 2018											
	A	B	C	D	E		F		G	H	M
Código IPCC	Categorías IPCC	Gas	Emisiones o absorciones del año base (2015) (Gg CO <sub>2</sub> eq)	Emisiones o absorciones del año T (2018) (Gg CO <sub>2</sub> eq)	Incertidumbre de Datos de Actividad		Incertidumbre de Factor de Emisión (%)		Incertidumbre Combinada (%)	Aporte a la varianza por categoría de fuente/suministro en el año T (%)	Incertidumbre introducida en la tendencia en las emisiones nacionales totales respecto del año de base (%)
					(-%)	(+%)	(-%)	(+%)			
1.A	1.A - Actividades de Combustión de Combustible										
1.A.1.a	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles líquidos	CO <sub>2</sub>	5092.25	5338.58	3.00	3.00	5.33	6.14	6.83	10.03	4.59
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles líquidos	CH <sub>4</sub>	4.17	4.37	3.00	3.00	67.12	228.79	228.81	0.01	0.00
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles líquidos	N <sub>2</sub> O	12.32	12.90	3.00	3.00	67.12	228.79	228.81	0.07	0.00
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles sólidos	CO <sub>2</sub>	2726.32	2807.54	3.00	3.00	11.48	12.41	12.77	9.69	1.30
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles sólidos	CH <sub>4</sub>	0.58	0.60	3.00	3.00	70.00	200.00	200.02	0.00	0.00

	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles sólidos	N <sub>2</sub> O	12.90	13.28	3.00	3.00	67.78	222.22	222.24	0.07	0.00
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles gaseosos	CO <sub>2</sub>	2052.73	2241.07	3.00	3.00	3.21	3.92	4.94	0.92	0.81
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles gaseosos	CH <sub>4</sub>	0.77	0.84	3.00	3.00	70.00	200.00	200.02	0.00	0.00
	1.A.1.a.i - Generación de Electricidad - Combustibles gaseosos	N <sub>2</sub> O	1.13	1.24	3.00	3.00	70.00	200.00	200.02	0.00	0.00
1.A.1.b	1.A.1.b - Refinación de Petróleo - Combustibles líquidos	CO <sub>2</sub>	47.81	165.61	5.00	5.00	5.33	6.14	7.92	0.01	0.02
	1.A.1.b - Refinación de Petróleo - Combustibles líquidos	CH <sub>4</sub>	0.03	0.09	5.00	5.00	67.12	228.79	228.84	0.00	0.00
	1.A.1.b - Refinación de Petróleo - Combustibles líquidos	N <sub>2</sub> O	0.08	0.21	5.00	5.00	67.12	228.79	228.84	0.00	0.00
1.A.1.c	1.A.1.c.ii - Otras industrias de la energía - Biomasa	CO <sub>2</sub>	621.85	695.76	3.00	3.00	15.38	18.69	18.93	1.31	0.08
	1.A.1.c.ii - Otras industrias de la energía - Biomasa	CH <sub>4</sub>	3.50	3.91	3.00	3.00	67.42	245.45	245.47	0.01	0.00
	1.A.1.c.ii - Otras industrias de la energía - Biomasa	N <sub>2</sub> O	6.88	7.70	3.00	3.00	64.55	304.55	304.56	0.04	0.00
	Total										
			10583.31	11515.08						22.29	6.96
										Porcentaje de incertidumbre del inventario total: 4.72	Incertidumbre de la tendencia: 2.64

Fuente: Elaboración propia.



## 6.2. Garantía y Control de la Calidad

El desarrollo del garantía y control de la calidad (GC/CC) ha sido responsabilidad del grupo de trabajo de Cambio Climático del PTE, los cuales han estado involucrados en el suministro, discusión, selección, uso, tratamiento, compilación, almacenamiento, procesamiento y referencia para trazabilidad de

los datos e informaciones. Las actividades de aseguramiento y control en el proceso de estimación de las emisiones se han realizado en torno a: datos, herramientas de cálculo, unidades y cifras, referencias, clasificadores y trazabilidad. El control de calidad también se mejoró a través del doble enfoque, es decir, utilizando tanto el inventario del IPCC como el cálculo de las emisiones en Microsoft Excel.



# 7. Recomendaciones y Plan de Mejora

Basándonos en la experiencia de la actualización del inventario, proponemos tomar en consideración las siguientes recomendaciones para mejorar el proceso y la calidad de los futuros inventarios:

■ **Datos para la categoría Refinación de Petróleo (1.A.1.b):**

Actualmente hay dos fuentes de datos disponibles para esta categoría, una del BNEN y otra de REFIDOMSA PDV. Los datos de las refinerías en el BNEN son estimados por la CNE (con base en el petróleo crudo que se importa). Estos datos se basan en porcentajes de los combustibles de salida que las refinerías proporcionan a la CNE). En el futuro se recomienda utilizar los datos directos de Refidomsa, tal como se hizo en esta ocasión, para la energía utilizada en el proceso de refinación (que son diferentes a las estimaciones de la CNE). En el futuro tanto CNE como REFIDOMSA PDV deberían

alinear sus datos, para que el BNEN refleje los datos reales de REFIDOMSA PDV en lugar de las estimaciones.

- **Factor de emisión para Antracita:** Durante el proceso de recopilación de datos, unas discusiones sobre el uso de Sub-bituminoso o Antracita surgieron. En el fBUR y en los cálculos del equipo técnico se utilizó Antracita. Sin embargo, según el representante técnico de Punta Catalina en la misma no utiliza antracita pero que -sobre la base de un ejemplo mensual- está utilizando Bituminoso (que tiene un mayor número de elementos volátiles o incluso Sub-Bituminoso (esto dependerá de los precios de mercado y de la compra). En otros términos, Antracita tiene un factor de emisión mayor (98,300 kgCO<sub>2</sub>/TJ) que el Carbón clasificado como "Sub Bituminoso" (96,100 kgCO<sub>2</sub>/TJ) y el clasificado como "Otros Bituminoso" (94,600 kgCO<sub>2</sub>/TJ). En el futuro, un nuevo

cálculo del GEI debería considerar el uso de la categoría de combustible Sub-bituminoso o incluso Bituminoso en lugar de Antracita.

- Utilizar los valores de Poder de Calentamiento, incluido en el informe AR5 o AR6. Proponemos una migración general al AR4 que está incluido el Inventory Software para el cálculo, aún el AR5 no está incluido. Incluso muchos países desarrollados aún no lo implementan
- Para un próximo inventario, se deben identificar las actividades que ocurren dentro de la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1) en el territorio nacional y que no son desagregadas en los reportes de inventario nacional.
- Contabilizar las emisiones procedentes de la quema del carbón mineral sub bituminoso en la Central Punta Catalina en los próximos informes del INGEI.

- Implementar un proceso de mejora continua respecto al control de calidad para los datos de actividad provenientes del BNEN del país.
- Asegurar la compatibilización de los tipos de combustibles que se queman en el país en correspondencia con la clasificación en las Directrices del IPCC 2006 para llevarlos a un mismo formato.
- Introducir en la recolección de los datos del BNEN un formato final que contenga las unidades de energía (TJ) para homogeneizar toda la información en el sistema de cálculo para los INGEI en la Industrias de la Energía para todo el país.



# 8. Bibliografía

- ADIE. (2018a). Impacto del sector de generación en la economía dominicana.  
<https://adie.org.do/wp-content/uploads/2018/03/Impacto-del-sector-generacion-en-la-economia-dominicana-1.pdf>
- ADIE. (2018b). Informe ADIE ene/ dic 2018.  
[https://adie.org.do/wp-content/uploads/2019/02/ADIE-Informe-Ene-Dic-2018-\\_Web.pdf](https://adie.org.do/wp-content/uploads/2019/02/ADIE-Informe-Ene-Dic-2018-_Web.pdf)
- ADIE. (2019). Informe ADIE ene/jun 2019.  
<https://adie.org.do/wp-content/uploads/2019/09/Informe-ADIE-Ene-Jun-2019.pdf>
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018.  
<https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2017). Contexto Energético de la Republica Dominicana (Dominican Republic Energy Context). <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>
- IPCC. (2006a). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón. (Vol.2 Energía).
- IPCC. (2006b). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón. (Vol.1 OGGI).
- IPCC, & Working Group I. (1995). Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA. (2017). Perspectivas de las energías renovables: República Dominicana.  
<https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Perspectivas-de-las-energias-renovables-Republica-Dominicana>
- Proyecto Transición Energética RD. (2020). <https://transicionenergetica.do/lineas-de-trabajo/>
- UNFCCC. (2020). UNFCCC. National Communication Submissions - Non - Annex I. <https://unfccc.int/non-annex-I-NCs>

# 9. Anexos

## 9.1. Índice de unidades y Factores de conversión

Factor de Multiplicación	Prefijo	Abreviatura	Símbolo
1 000 000 000 000 000 000	Exa	$10^{18}$	E
1 000 000 000 000 000	Peta	$10^{15}$	P
1 000 000 000 000	Tera	$10^{12}$	T
1 000 000 000	Giga	$10^9$	G
1 000 000	Mega	$10^6$	M
1 000	kilo	$10^3$	k
100	hecto	$10^2$	h
10	deca	10	da
0.1	deci	$10^{-1}$	d
0.01	centi	$10^{-2}$	c
0.001	mili	$10^{-3}$	m
0.000 001	micro	$10^{-6}$	$\mu$
0.000 000 001	nano	$10^{-9}$	n
0.000 000 000 001	pico	$10^{-12}$	p
0.000 000 000 000 001	femto	$10^{-15}$	f
0.000 000 000 000 000 001	atto	$10^{-18}$	a

Equivalencias	
1 Gigagramo (Gg) por tonelada métrica	1000 toneladas (t) métricas
1 Gigagramo (Gg) de equivalentes de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> eq)	1000 toneladas (t) de equivalentes de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> eq)
1 TJ	2.388 x 10 <sup>11</sup> cal /
1 TJ	41.868 KTEP
1 TJ	2.388 x 10 <sup>-5</sup> Mtoe
1 TJ	947.8 MBtu
1 TJ	277.95214 MWh / 0.2778 GWh
1 TJ	238.8 Gcal / 0.2390057 Tcal

## 9.2. Generación de Electricidad Bruta por Fuentes (Nacional) en GWh, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	6,332.02	6,461.66	7,120.93	7,300.14	7,652.78	7,945.15	8,429.09	6,923.41	8,263.49
Gas Natural	3,372.61	3,455.99	3,562.62	4,454.45	4,283.29	4,282.28	3,824.53	5,498.59	4,737.28
Carbón Mineral	1,853.02	1,999.99	2,124.08	2,214.62	2,424.85	2,312.92	2,359.27	2,407.13	2,284.73
Agua (hidráulica)	1,416.97	1,514.62	1,784.48	1,874.55	1,270.89	945.22	1,518.81	2,196.43	1,779.52
Diesel	1,601.33	2,101.61	2,015.30	1,419.05	1,144.86	1,980.38	2,023.65	1,265.07	1,585.62
Viento (eólica)	-	13.99	95.82	243.05	243.20	290.04	322.81	390.40	497.48
Sol	-	-	1.07	9.38	18.25	32.41	75.09	140.06	230.45
Bagazo	74.69	75.17	77.58	77.53	72.86	73.70	74.25	152.67	209.11
Gasolina	34.09	34.27	35.41	35.13	33.13	33.49	33.65	32.92	32.73
Biogás	-	1.13	6.31	7.55	9.78	13.71	15.70	15.70	15.70
Otras Biomosas (Arroz)	14.17	13.11	11.70	12.74	12.65	12.74	13.24	13.99	14.92
NACIONAL	14,698.89	15,671.55	16,835.28	17,648.18	17,166.55	17,922.04	18,690.08	19,036.37	19,651.02

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

## 9.3. Porcentaje de Fuentes en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	43.08%	41.23%	42.30%	41.36%	44.58%	44.33%	45.10%	36.37%	42.05%
Gas Natural	22.94%	22.05%	21.16%	25.24%	24.95%	23.89%	20.46%	28.88%	24.11%
Carbón Mineral	12.61%	12.76%	12.62%	12.55%	14.13%	12.91%	12.62%	12.64%	11.63%
Agua (hidráulica)	9.64%	9.66%	10.60%	10.62%	7.40%	5.27%	8.13%	11.54%	9.06%
Diesel	10.89%	13.41%	11.97%	8.04%	6.67%	11.05%	10.83%	6.65%	8.07%
Viento (eólica)	-	0.09%	0.57%	1.38%	1.42%	1.62%	1.73%	2.05%	2.53%
Sol	-	0.00%	0.01%	0.05%	0.11%	0.18%	0.40%	0.74%	1.17%
Bagazo	0.51%	0.48%	0.46%	0.44%	0.42%	0.41%	0.40%	0.80%	1.06%
Gasolina	0.23%	0.22%	0.21%	0.20%	0.19%	0.19%	0.18%	0.17%	0.17%
Biogás	0.00%	0.01%	0.04%	0.04%	0.06%	0.08%	0.08%	0.08%	0.08%
Otras Biomosas (Arroz)	0.10%	0.08%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%	0.08%
NACIONAL	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>



#### 9.4. Tendencia de Fuentes de la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	3.84%	2.05%	10.20%	2.52%	4.83%	3.82%	6.09%	17.86%	19.36%
Gas Natural	49.31%	2.47%	3.09%	25.03%	3.84%	0.02%	10.69%	43.77%	13.85%
Carbón Mineral			6.20%	4.26%	9.49%	4.62%	2.00%	2.03%	5.08%
Agua (hidráulica)	2.54%	6.89%	17.82%	5.05%	32.20%	25.63%	60.68%	44.62%	18.98%
Diesel	11.66%	31.24%	4.11%	29.59%	19.32%	72.98%	2.18%	37.49%	25.34%
Viento	-	-	584.78%	153.66%	0.06%	19.26%	11.30%	20.94%	27.43%
Sol	-	-	-	779.52%	94.60%	77.56%	131.71%	86.53%	64.53%
Bagazo	3.61%	0.64%	3.20%	0.07%	6.02%	1.16%	0.75%	105.60%	36.97%
Gasolina				0.79%	5.68%	1.08%	0.48%	2.18%	0.58%
Biogás			457.04%	19.72%	29.57%	40.18%	14.53%	0.00%	0.00%
Otras Biomásas (Arroz)	8.08%	7.52%	10.76%	8.91%	0.68%	0.71%	3.93%	5.64%	6.65%
NACIONAL	7.49%	6.62%	7.43%	4.83%	2.73%	4.40%	4.29%	1.85%	3.23%

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

#### 9.5. Generación Bruta por Tecnología (Nacional) en GWh, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	5061.29	5036.99	5894.23	7417.65	7932.19	8464.92	8238.46	7656.57	8349.08
Ciclo Combinado (CC)	3137.65	3562.47	3369.85	3008.94	2634.56	3172.06	3775.54	5273.68	5465.90
Turbo Vapor (TV)	2582.16	2880.39	2992.42	2832.15	2568.25	2429.44	2464.69	2605.60	2566.79
Hidroeléctricas	1416.97	1514.62	1784.48	1874.55	1270.89	945.22	1518.81	2196.43	1779.52
No Definidas	1215.47	1162.48	1268.31	898.39	1023.28	991.83	862.52	738.81	715.29
Eólicas	0.00	13.99	95.82	243.05	243.20	290.04	322.81	390.40	497.48
Solar Fotovoltaica	0.00	0.00	1.07	9.38	18.25	32.41	75.09	140.06	230.45
Turbo Gas (TG)	1285.34	1500.61	1429.11	1364.07	1475.93	1596.13	1432.17	34.82	46.51
NACIONAL	14698.89	15671.55	16835.28	17648.18	17166.55	17922.04	18690.08	19036.37	19651.02

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

## 9.6. Porcentaje de Tecnología en la Generación Bruta (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	34.43%	32.14%	35.01%	42.03%	46.21%	47.23%	44.08%	40.22%	42.49%
Ciclo Combinado (CC)	21.35%	22.73%	20.02%	17.05%	15.35%	17.70%	20.20%	27.70%	27.81%
Turbo Vapor (TV)	17.57%	18.38%	17.77%	16.05%	14.96%	13.56%	13.19%	13.69%	13.06%
Hidroeléctricas	9.64%	9.66%	10.60%	10.62%	7.40%	5.27%	8.13%	11.54%	9.06%
No Definidas	8.27%	7.42%	7.53%	5.09%	5.96%	5.53%	4.61%	3.88%	3.64%
Eólicas	0.00%	0.09%	0.57%	1.38%	1.42%	1.62%	1.73%	2.05%	2.53%
Solar Fotovoltaica	0.00%	0.00%	0.01%	0.05%	0.11%	0.18%	0.40%	0.74%	1.17%
Turbo Gas (TG)	8.74%	9.58%	8.49%	7.73%	8.60%	8.91%	7.66%	0.18%	0.24%
NACIONAL	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

## 9.7. Tendencia Anual de Generación Bruta por Tecnología (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	4.21%	-0.48%	17.02%	25.85%	6.94%	6.72%	-2.68%	-7.06%	9.04%
Ciclo Combinado (CC)	1.99%	13.54%	-5.41%	-10.71%	-12.44%	20.40%	19.02%	39.68%	3.64%
Turbo Vapor (TV)	-3.29%	11.55%	3.89%	-5.36%	-9.32%	-5.40%	1.45%	5.72%	-1.49%
Hidroeléctricas	-2.54%	6.89%	17.82%	5.05%	-32.20%	-25.63%	60.68%	44.62%	-18.98%
No Definidas	10.49%	-4.36%	9.10%	-29.17%	13.90%	-3.07%	-13.04%	-14.34%	-3.18%
Eólicas	-	-	584.78%	153.66%	0.06%	19.26%	11.30%	20.94%	27.43%
Solar Fotovoltaica	-	-	105027.00%*	779.52%	94.60%	77.56%	131.71%	86.53%	64.53%
Turbo Gas (TG)	148.40%	16.75%	-4.76%	-4.55%	8.20%	8.14%	-10.27%	-97.57%	33.58%
NACIONAL	7.49%	6.62%	7.43%	4.83%	-2.73%	4.40%	4.29%	1.85%	3.23%

\* Nota: La generación de electricidad de solar fotovoltaica fue 0.001014 GWh en 2011 y 1.07 GWh en 2012.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

## 9.8. Capacidad Instalada (Nacional) en MW, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	1056.99	1041.13	1150.00	1600.52	1633.69	1600.89	1597.97	1599.39	1625.57
Ciclo Combinado (CC)	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	1163.30	1163.30
No clasificada	1498.87	1442.30	1568.65	1177.07	1295.55	1262.39	1123.87	989.12	959.09
Hidroeléctrica	523.63	523.71	613.39	613.66	616.85	617.13	617.25	617.38	617.46
Turbo Vapor (TV)	628.56	739.77	747.92	679.59	592.38	445.54	478.18	393.28	399.58
Solar Fotovoltaica	0.00	0.01	1.30	5.83	12.74	22.74	68.51	103.45	203.41
Eólica	0.00	33.45	85.45	85.45	85.45	85.45	134.95	134.95	183.25
Turbo Gas (TG)	336.00	336.00	370.00	370.00	370.00	370.00	370.00	134.00	134.00
NACIONAL	4848.05	4920.38	5340.71	5336.13	5410.67	5208.13	5194.73	5134.87	5285.65

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

## 9.9. Porcentaje de Fuentes en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	21.80%	21.16%	21.53%	29.99%	30.19%	30.74%	30.76%	31.15%	30.75%
Ciclo Combinado (CC)	16.58%	16.34%	15.05%	15.07%	14.86%	15.44%	15.48%	22.65%	22.01%
No clasificada	30.92%	29.31%	29.37%	22.06%	23.94%	24.24%	21.63%	19.26%	18.15%
Hidroeléctrica	10.80%	10.64%	11.49%	11.50%	11.40%	11.85%	11.88%	12.02%	11.68%
Turbo Vapor (TV)	12.97%	15.03%	14.00%	12.74%	10.95%	8.55%	9.21%	7.66%	7.56%
Solar Fotovoltaica	0.00%	0.00%	0.02%	0.11%	0.24%	0.44%	1.32%	2.01%	3.85%
Eólica	0.00%	0.68%	1.60%	1.60%	1.58%	1.64%	2.60%	2.63%	3.47%
Turbo Gas (TG)	6.93%	6.83%	6.93%	6.93%	6.84%	7.10%	7.12%	2.61%	2.54%
NACIONAL	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%



## 9.10. Tendencia Anual de Fuentes en Capacidad Instalada (Nacional) en Porcentaje, 2010-2018

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	5.84%	-1.50%	10.46%	39.18%	2.07%	-2.01%	-0.18%	0.09%	1.64%
Ciclo Combinado (CC)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	44.69%	0.00%
No clasificada	10.05%	-3.77%	8.76%	-24.96%	10.07%	-2.56%	-10.97%	-11.99%	-3.04%
Hidroeléctrica	0.00%	0.02%	17.12%	0.04%	0.52%	0.04%	0.02%	0.02%	0.01%
Turbo Vapor (TV)	0.10%	17.69%	1.10%	-9.14%	-12.83%	-24.79%	7.33%	-17.75%	1.60%
Solar Fotovoltaica	-	-	14344.24%	348.68%	118.46%	78.43%	201.35%	51.00%	96.62%
Eólica	-	-	155.46%	0.00%	0.00%	0.00%	57.93%	0.00%	35.79%
Turbo Gas (TG)	0.00%	0.00%	10.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-63.78%	0.00%
NACIONAL	4.21%	1.49%	8.54%	-0.09%	1.40%	-3.74%	-0.26%	-1.15%	2.94%

\* Nota: La capacidad de solar fotovoltaica y eólica fue 0 en 2010.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

	2010-2015	2010-2018	2015-2018
Motor de Combustión Interna (MCI)	51.46%	53.79%	1.54%
Ciclo Combinado (CC)	0.00%	44.69%	44.69%
No clasificada	-15.78%	-36.01%	-24.03%
Hidroeléctrica	17.85%	17.92%	0.05%
Turbo Vapor (TV)	-29.12%	-36.43%	-10.32%
Solar Fotovoltaica	-*	-	794.70%
Eólica	-	-	114.45%
Turbo Gas (TG)	10.12%	-60.12%	-63.78%
NACIONAL	7.43%	9.03%	1.49%

\* Nota: La capacidad de solar fotovoltaica y eólica fue 0 en 2010.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018). ANEXO 1 BNEN 2018. <https://www.cne.gov.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>

### 9.11. Aumento Interanual de Emisiones en Porcentaje, 2011-2018

Categorías IPCC	Años	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.A.1	Industrias de la Energía	6.01%	1.76%	-2.25%	5.27%	7.45%	2.56%	-7.74%	12.48%
1.A.1.a	Producción de electricidad y calor como actividad principal	6.26%	1.95%	-2.36%	5.45%	8.89%	1.45%	-7.66%	12.37%
1.A.1.a.i	Generación de electricidad	6.26%	1.95%	-2.36%	5.45%	8.89%	1.45%	-7.66%	12.37%
	Diesel	82.64%	-19.04%	-26.55%	0.89%	41.13%	8.25%	-46.52%	38.39%
	Fuel Oil	-4.62%	-4.34%	-1.37%	3.28%	18.94%	3.05%	-19.55%	31.92%
	Carbón Mineral	7.91%	10.33%	-1.60%	15.68%	-5.14%	2.50%	5.72%	-4.97%
	Gas Natural	6.17%	15.91%	4.13%	-2.01%	1.91%	-5.94%	17.37%	-1.10%
	Bagazo	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	65.21%
1.A.1.a.ii	Generación combinada de calor y energía (CHP)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.A.1.a.iii	Centrales de calor	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.A.1.b	Refinación del petróleo	-4.57%	-7.55%	3.74%	-3.87%	-71.12%	232.22%	-13.47%	20.46%
	Gas Refinado	-4.27%	-2.02%	6.61%	8.27%	-73.12%	328.98%	-11.40%	27.64%
	Diesel	19.22%	-24.53%	11.14%	-18.00%	-68.08%	203.13%	-8.76%	-0.28%
	Fuel Oil	-8.37%	-8.37%	19.10%	-25.67%	-69.54%	148.08%	-17.78%	13.04%
1.A.1.c	Fabricación de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	1.26%	1.14%	2.50%	4.36%	4.12%	4.03%	2.97%	4.45%
1.A.1.c.i	Fabricación de Combustibles Sólidos	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.A.1.c.ii	Otras Industrias de la Energía (Leña)	1.26%	1.14%	2.50%	4.36%	4.12%	4.03%	2.97%	4.45%

Fuente: Elaboración propia.

9.12. Intensidad de Emisiones en GgCO<sub>2</sub>eq / TJ, 2010-2018

Categorías IPCC	Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.A.1	Industrias de la Energía	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
1.A.1.a	Producción de Electricidad y Calor como Actividad Principal	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07
1.A.1.a.i	Generación de Electricidad	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07
	Diesel	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	Fuel Oil	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	Carbón Mineral	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
	Gas Natural	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	Bagazo	-	-	-	-	-	-	-	0.10	0.10
1.A.1.a.ii	Generación Combinada de Calor y Energía (CHP)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.A.1.a.iii	Centrales de Calor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.A.1.b	Refinación de Petróleo	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06
	Gas Refinado	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	Diesel	0.07	0.07	0.07	0.09	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	Fuel Oil	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
1.A.1.c	Fabricación de Combustibles Sólidos y Otras Industrias de la Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.A.1.c.i	Fabricación de Combustibles Sólidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.A.1.c.ii	Otras Industrias de la Energía (Leña)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

## 9.13. Fórmulas

### Conversión de Unidades de Energía

1) Conversión entre Valores Calóricos Brutos y Netos

Unidades: MJ/kg – Megajulios por kilogramo; 1 MJ/kg = 1 Gigajulio/tonelada (GJ/tonelada)

- VC bruto (VCB) o “valor de calentamiento mayor (VCM)”, es el valor calórico en condiciones de laboratorio.
- VC neto (VCN) o “valor de calentamiento menor (VCMen)”, es el valor calórico útil en la planta de la caldera.  
La diferencia es básicamente el calor latente del vapor de agua producido.

Conversiones - Bruto/Neto (según ISO, para las cifras según se recibe\*) en MJ/kg:

$$VC\ neto = VC\ bruto - 0.212H - 0.0245M - 0.008Y$$

Donde:

M: porcentaje de humedad

H: porcentaje de hidrógeno

Y: porcentaje de oxígeno (del análisis definitivo que determina la cantidad de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre) según se recibe (es decir, incluye la humedad total (TM)).<sup>15</sup>

### 1) Valores Calóricos Netos (VCN) por Defecto y Límites Inferior y Superior de los Intervalos de Confianza del 95%

Descripción en español del tipo de combustible	Valor calórico neto (TJ/Gg)	Inferior	Superior
Gasolina para motores	44.3	42.5	44.8
Gas/Diesel Oil	43.0	41.4	43.3
Fuel oleo residual	40.4	39.8	41.7
Gases licuados de petróleo	47.3	44,8	52,2
Antracita	26,7	21,6	32,2
Gas natural	48,0	46,5	50,4
Madera / desechos de Madera	15,6	7,90	31,0
Otra biomasa sólida primaria	11,6	5,90	23,0

### 2) Consumo de Energía

$$Consumo\ (TJ) = Consumo\ (unidad\ de\ masa,\ volumen\ o\ energía) \times Factor\ de\ conversión\ (TJ / unidad)$$

<sup>15</sup> Fuente: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2\\_Volume2/V2\\_1\\_Ch1\\_Introduction.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf), basada en datos del Instituto mundial del carbón (World Coal Institute, <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=190>)



3) Factores de Emisión por Defecto Utilizados en el INGEI 2016-2018, para la Combustión Estacionaria en las Industrias de la Energía (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)

Combustibles	Factores de Emisión de GEI (kg GEI/TJ)								
	CO <sub>2</sub>			CH <sub>4</sub>			N <sub>2</sub> O		
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior
Gasolina para motores	69300	67500	73000	3	1	10	0.6	0.2	2
Gas/Diesel Oil	47100	72600	74800	3	1	10	0.6	0.2	2
Fuel oleo residual	77400	75500	78800	3	1	10	0.6	0.2	2
Gases licuados de petróleo	63100	61600	65600	1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Antracita	98300	94600	101000	1	0.3	3	1.5	0.5	5
Gas natural	56100	54300	58300	1	0.3	3	0.1	0.03	0.3
Madera / desechos de Madera	112000	95000	132000	30	10	100	4	1.5	15
Otra biomasa sólida primaria	100000	84700	117000	30	10	100	4	1.5	15

4) Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Procedentes de la Combustión Estacionaria

$$Emisiones_{GEI_{combustible}} = Consumo_{combustible} \times Factor_{de\ emisi\o n}_{GEI,_{combustible}}$$

Donde:

$Emisiones_{GEI_{combustible}}$  = Emisiones de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg GEI)

$Consumo_{combustible}$  = Cantidad de combustible quemado (TJ)

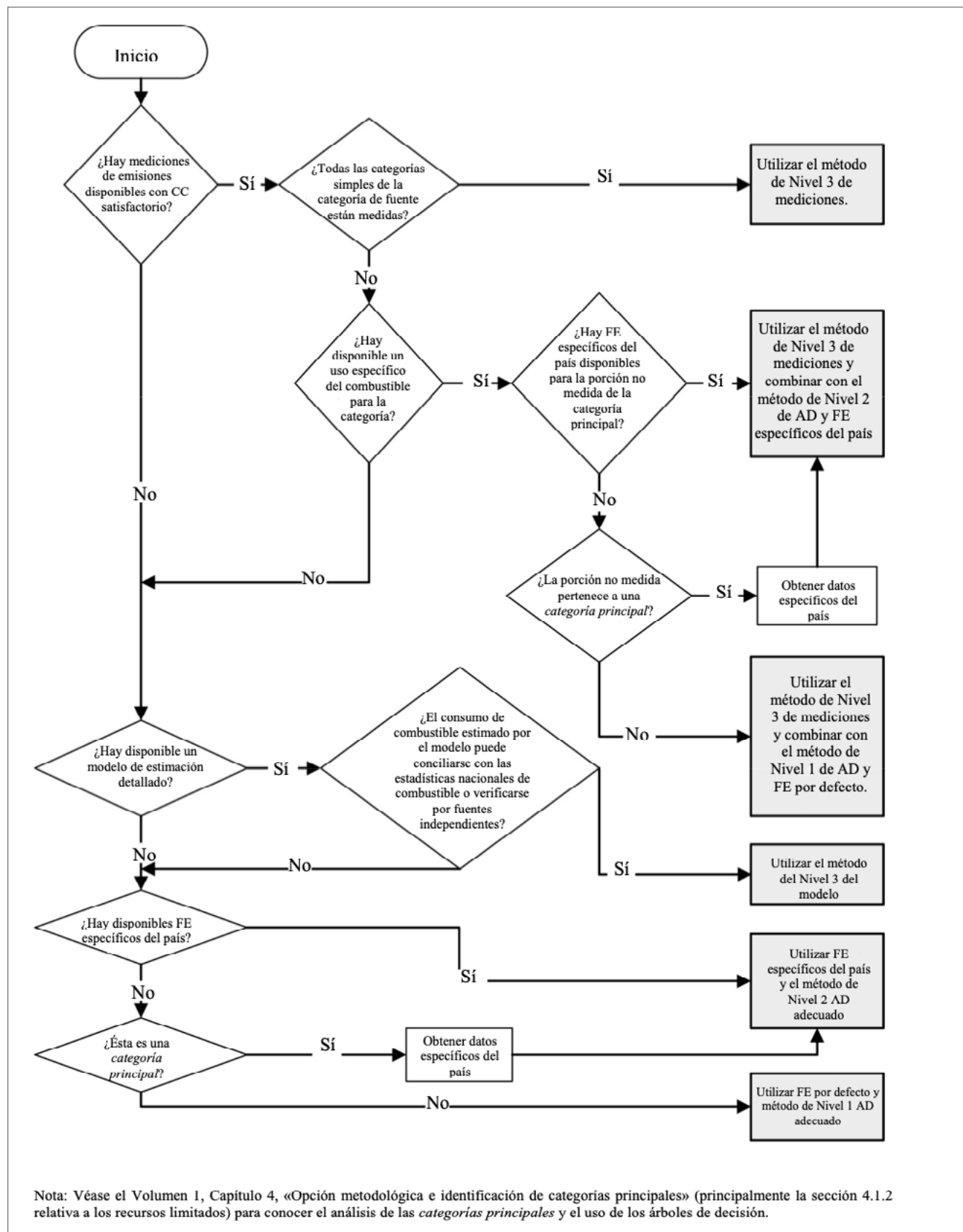
$Factor_{de\ emisi\o n}_{GEI,_{combustible}}$  = Factor de emisión por defecto de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible (kg gas/TJ). Para el caso del CO<sub>2</sub>, incluye el factor de oxidación del carbono, que se supone es 1.

5) Total de Emisiones por Gas de Efecto Invernadero

$$Emisiones_{GEI} = \sum_{Combustibles} Emisiones_{GEI_{combustible}}$$

### 6) Nivel (Tier) seleccionado

Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la combustión estacionaria



Al realizar el análisis bajo el árbol de decisión general para estimar las emisiones de la combustión estacionaria, se acordó el Nivel 1, ya que, aunque la subcategoría Industrias de la Energía es una categoría o subcategoría principal, no existen FE por defecto para el país.

### 7) Tendencia:

$$Tendencia\ media\ (\%) = \frac{Emisiones\ año\ t - Emisiones\ de\ año\ base}{Emisiones\ de\ año\ base} \times 100$$

Donde:

Tendencia media (%) = Tendencia del inventario en por ciento  
 Emisiones año t = Emisiones del último año del inventario, 2018  
 Emisiones año base = Emisiones del año base, 2015

### 8) Incertidumbre (I)

$$I\ combinada = \sqrt{(Incertidumbre\ de\ los\ datos\ de\ la\ actividad)^2 + (Incertidumbre\ del\ factor\ de\ emisión\ / \ parámetro\ de\ estimación)^2}$$

Donde:

I combinada = Incertidumbre combinada

$$Contribución\ a\ la\ varianza\ por\ categoría\ en\ el\ año\ t = \frac{(I\ combinada \times Emisiones\ o\ absorciones\ del\ año\ T)^2}{\Sigma(Emisiones\ o\ absorciones\ del\ año\ T)^2}$$

$$Porcentaje\ de\ incertidumbre\ del\ inventario\ total = \sqrt{\Sigma(Contribución\ a\ la\ varianza\ por\ categoría\ en\ el\ año\ t)}$$

Donde:

I tendencia de emisiones nacionales = (Incertidumbre en la tendencia de las emisiones nacionales introducida por la incertidumbre del factor de emisión / Parámetro de estimación) x (Incertidumbre en la tendencia de emisiones nacionales introducidas por la incertidumbre de los datos de la actividad)

$$Incertidumbre\ de\ la\ tendencia = \sqrt{\Sigma(I\ tendencia\ de\ emisiones\ nacionales)}$$

## 9.14. Definiciones de los tipos de combustibles utilizadas en las Directrices del IPCC de 2006

<b>CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)</b>		
<b>DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</b>		
<b>Descripción en español</b>	<b>Comentarios</b>	
<b>LÍQUIDOS (Petróleo crudo y productos petrolíferos)</b>		
Etano	Hidrocarburo de cadena lineal naturalmente gaseoso (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ). Es un gas parafínico incoloro que se extrae del gas natural y de los caudales de gas de refinería.	
Nafta	Sustancia para la alimentación a procesos destinada a la industria petroquímica (p. ej., la manufactura de etileno o la producción de compuestos aromáticos) o para la producción de gasolina mediante reformación o isomerización dentro de la refinería. La nafta incluye materia comprendida en el rango de destilación de 30 °C a 210 °C o parte de este rango.	
Alquitrán	Hidrocarburo sólido, semi-sólido o viscoso con una estructura coloidal, de color marrón a negro, que se obtiene como residuo de la destilación del petróleo crudo, por destilación al vacío de óleos residuales de la destilación atmosférica. Muchas veces se hace referencia al alquitrán como asfalto y se lo utiliza principalmente para el tratamiento de superficie de rutas y como material impermeabilizante de techos. Esta categoría incluye el alquitrán fluidizado y reducido.	
Lubricantes	Hidrocarburos producidos a partir de destilado o residuo; se los utiliza principalmente para reducir la fricción entre las superficies de los rodamientos. Esta categoría incluye todos los tipos terminados de aceites lubricantes, desde el aceite para huso hasta el aceite para el cilindro, y los utilizados en las grasas, incluidos los aceites para motor y todos los tipos de soporte de aceite lubricante.	
Coque de petróleo	Se lo define como residuo sólido negro, que se obtiene principalmente por escisión y carbonización de las sustancias para la alimentación a procesos derivadas del petróleo, residuos de vacío, alquitrán y brea de los procesos tales como la coquización retardada o la coquización fluida. Consta principalmente de carbono (de 90 a 95 por ciento) y tiene un bajo contenido de ceniza. Se lo utiliza como sustancia para la alimentación a procesos de los hornos de coque para la industria del acero, para fines de calefacción, para la fabricación de electrodos y para la producción de sustancias químicas. Las dos calidades más importantes son el «coque verde» y el «coque calcinado». Esta categoría también incluye el «coque catalizador» depositado en el catalizador durante los procesos de refinación: no es recuperable y suele quemarse como combustible de refinería.	
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías	Producto o combinación de productos derivados del petróleo crudo y destinados a un posterior procesamiento que no sea la mezcla en la industria de la refinería. Se transforma en uno o más componentes y/o productos terminados. Esta definición cubre los productos terminados importados para entrada en refinería y los devueltos de la industria petroquímica a la industria de refinación.	
Otro petróleo	Gas de refinería	Se define como un gas no condensable obtenido durante la destilación del petróleo crudo o el tratamiento de los productos del petróleo (p. ej., la escisión) en refinerías. Consta principalmente de hidrógeno, metano, etano y olefinas. Incluye también los gases que se devuelven de la industria petroquímica.
	Ceras	Hidrocarburos alifáticos saturados (de la fórmula general C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub> ). Estas ceras son los residuos que se extraen al desparafinar los aceites lubricantes; presentan una estructura cristalina con un número de carbonos mayor que 12. Sus principales características son: incoloras, inodoras y translúcidas, con un punto de fusión superior a los 45 °C.
	Espíritu blanco y SBP	El espíritu blanco y el SBP son destilados refinados intermedios cuya destilación se encuentra en la gama de la nafta y el queroseno. Se subdividen del siguiente modo: i) Esencia de petróleo (SBP): Aceites livianos que se destilan entre los 30 °C y los 200 °C, con una diferencia de temperatura comprendida entre el 5 y el 90 por ciento del volumen de los puntos de destilación, incluidas las pérdidas, de no más de 60 °C. En otras palabras, el SBP es un aceite liviano de un corte más angosto que la gasolina para motores. Existen 7 u 8 leyes de esencia de petróleo, según la posición del corte en el rango de destilación antes definido. ii) Espíritu blanco: esencia de petróleo con un punto de inflamación superior a los 30 °C. El rango de destilación del espíritu blanco es de 135 °C a 200 °C.
	Otros productos del petróleo	Productos del petróleo no incluidos en la clasificación precedente; por ejemplo: alquitrán, azufre y grasa. Esta categoría incluye también los compuestos aromáticos (p. ej., BTX o benceno, tolueno y xileno) y las olefinas (p. ej., propileno) producidos dentro de las refinerías.



<b>CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)</b>		
<b>DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS <i>DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</i></b>		
<b>Descripción en español</b>	<b>Comentarios</b>	
<b>SÓLIDOS (Carbón y productos del carbón)</b>		
Antracita	Carbón de alto rango utilizado para aplicaciones industriales y residenciales. Generalmente tiene menos del 10 por ciento de materia volátil y un alto contenido de carbono (alrededor de 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Carbón de coque	Carbón bituminoso cuya calidad permite producir un coque adecuado para una carga de alto horno. Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Otro carbón bituminoso	Se lo utiliza para la generación de vapor e incluye todo el carbón bituminoso no incluido en la categoría carbón de coque. Se caracteriza por tener más materia volátil que la antracita (más del 10 por ciento) y menor contenido de carbono (menos del 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Carbón sub-bituminoso	Carbón no aglomerante con un valor calórico bruto comprendido entre los 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) y los 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) que contiene más del 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.	
Lignito	El lignito/carbón de lignito es un carbón no aglomerante con un valor calórico bruto inferior a 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg), y mayor que el 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.	
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán	Esquisto bituminoso: roca inorgánica no porosa que contiene diversas cantidades de materia orgánica sólida que da hidrocarburos, junto con una variedad de productos sólidos, cuando se la somete a la pirólisis (tratamiento que consiste en calentar la roca a alta temperatura). Arena impregnada de alquitrán (o rocas carbonatadas porosas): arena mezclada naturalmente con una forma viscosa de petróleo crudo pesado, a veces denominada alquitrán. Debido a su elevada viscosidad, no es posible recuperar este aceite por métodos convencionales de recuperación.	
Briquetas de carbón de lignito	Las briquetas de carbón de lignito (BKB) son combustibles de composición fabricados a partir del lignito/carbón de lignito, que se obtienen por briquetado a alta presión. Las cifras incluyen los finos secos y el polvo del lignito.	
Combustible evidente	Combustible de composición fabricado con finos de hulla, con el agregado de un aglutinante. Por lo tanto, la cantidad de combustible evidente producido puede ser un poco mayor que la cantidad real de carbón consumido en el proceso de transformación.	
Coque	Coque para horno de coque y Coque de lignito	El coque para horno de coque es el producto sólido que se obtiene por carbonización del carbón, principalmente del carbón de coque, a alta temperatura. Tiene un nivel bajo de materia volátil y contenido de humedad. Se incluye también el semi coque, producto sólido que se obtiene de la carbonización del carbón a baja temperatura, coque de lignito, semi coque hecho con lignito/carbón de lignito, cisco de coque y coque de fundición. Se lo conoce también como coque metalúrgico.
	Coque de gas	Producto derivado de la hulla, usado para la producción del gas ciudad en las fábricas de gas. Se lo utiliza para calefacción.
Alquitrán de hulla		El resultado de la destilación destructiva de la hulla bituminosa. Derivado líquido de la destilación del carbón para fabricar coque en el proceso de horno de coque. Puede destilarse aún más hasta obtener diferentes productos orgánicos (p. ej., benceno, tolueno, naftaleno) que normalmente se declaran como sustancia para la alimentación a procesos de la industria petroquímica.
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	Cubre todos los tipos de gases producidos en plantas privadas o de servicios públicos, cuyo objetivo principal es la manufactura, el transporte y la distribución del gas. Comprende el gas producido por carbonización (incluido el gas producido por hornos de coque y transferido al gas de las fábricas de gas), por gasificación total con o sin enriquecimiento con productos del petróleo (GLP, fuelóleo residual, etc.) y por reformado y mezcla simple de gases y/o aire. Excluye el gas natural mezclado, que suele distribuirse por la red de distribución del gas natural.
	Gas de horno de coque	Se obtiene como producto derivado de la manufactura del coque de horno de coque para la producción de hierro y acero.
	Gas de alto horno	Se produce durante la quema del coque en los altos hornos, en la industria del hierro y del acero. Se recupera y se utiliza como combustible parcialmente dentro de la planta y parcialmente en otros procesos de la industria del acero, o en las centrales eléctricas equipadas para quemarlo.
	Gas de horno de oxígeno para aceros	Se obtiene como producto derivado de la producción de acero en un horno de oxígeno, y se recupera al dejar el horno. Este gas se conoce también como gas de convertidor, gas LD (iniciales de <i>Linz-Donawitz</i> ) o gas BOS.

<b>CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)</b>		
<b>DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</b>		
<b>Descripción en español</b>	<b>Comentarios</b>	
<b>GAS (Gas natural)</b>		
Gas natural	Debe incluir el gas natural mezclado (a veces también denominado «Gas ciudad» o gas para consumo humano), un gas de alto valor calórico obtenido como mezcla de gas natural con otros gases derivados de otros productos primarios y suele distribuirse por la red de distribución de gas natural (p. ej. metano de las capas de carbón). El gas natural mezclado debe incluir al gas natural sustituto, un gas de alto valor calórico, fabricado por conversión química de un combustible fósil de hidrocarburo, en el que las principales materias primas son: gas natural, carbón, petróleo y esquisto bituminoso.	
<b>OTROS COMBUSTIBLES FÓSILES</b>		
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción del combustible que no es biodegradable.	
Desechos industriales	Constan de los productos sólidos y líquidos (p. ej. los neumáticos) que se queman en forma directa, normalmente en plantas especializadas, para producir calor y/o energía no declarada como biomasa.	
Óleos de desecho	Óleos usados (p. ej., lubricantes de desecho) que se queman para la producción de calor.	
<b>TURBA</b>		
Turba <sup>5</sup>	Depósito combustible suave, poroso o comprimido y sedimentario de origen vegetal, que incluye un material de madera con alto contenido de agua (hasta 90 por ciento en estado bruto), fácil de cortar, que puede contener trozos más duros de color marrón claro a oscuro. No se incluye la turba utilizada para fines no energéticos.	
<b>BIOMASA</b>		
<b>Biocombustibles sólidos</b>	Madera / Desechos de madera	Madera y desechos de madera que se queman directamente para obtener energía. Esta categoría también incluye la madera para producción de carbón vegetal, pero no la producción real de carbón vegetal (se trataría de un cómputo doble puesto que el carbón vegetal es un producto secundario).
	Lejía de sulfito (licor negro)	Licor agotado alcalino procedente de los autoclaves de la producción de sulfato o pulpa a la sosa durante la fabricación del papel, en el cual el contenido de energía proviene de la lignina eliminada de la pulpa de la madera. Este combustible en su forma concentrada suele ser 65-70 por ciento sólido.
	Otra biomasa sólida primaria	Incluye la materia vegetal utilizada directamente como combustible aún no incluida en la madera/los desechos de madera ni en la lejía de sulfito. Se incluyen los desechos vegetales, materia/desechos animales, y otra biomasa sólida. Esta categoría incluye las entradas no madera a la producción del carbón vegetal (p. ej., la corteza del coco) pero deben excluirse todas las demás sustancias para alimentación a procesos para la producción de biocombustibles.
	Carbón vegetal	El carbón vegetal que se quema como energía cubre el residuo sólido de la destilación destructiva y la pirólisis de la madera y de otras materias vegetales.

<b>CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)</b>		
<b>DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS <i>DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006</i></b>		
<b>Descripción en español</b>	<b>Comentarios</b>	
<b>Biocombustibles líquidos</b>	<b>Biogasolina</b>	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el bioetanol (etanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), biometanol (metanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), bioETBE (etil-ter-butil-éter producido a partir del bioetanol: la fracción volumétrica de bioETBE que se computa como biocombustible es del 47 por ciento) y el bioMTBE (metil-ter-butil-éter producido a partir del biometanol: la fracción volumétrica de bioMTBE que se computa como biocombustible es del 36 por ciento).
	<b>Biodiésel</b>	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el biodiésel (metil-éster producido a partir de aceite vegetal o animal, de calidad diésel), el biodimetiléter (dimetiléter producido a partir de la biomasa), fischer tropsh (fischer tropsh producido a partir de la biomasa), bioaceite prensado en frío (aceite producido a partir del aceite de semilla solamente por procesamiento mecánico) y todos los demás biocombustibles líquidos que se añaden, mezclan o utilizan directamente como diésel para el transporte.
	<b>Otros biocombustibles líquidos</b>	Otros biocombustibles líquidos no incluidos en la biogasolina ni en los biodiésel.
<b>Biomasa gaseosa</b>	<b>Gas de vertedero</b>	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos de los vertederos, y se quema para producir calor y/o energía.
	<b>Gas de digestión de lodos cloacales</b>	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos del lodo y del fango animal, y se quema para producir calor y/o energía.
	<b>Otro biogás</b>	Otro biogás no incluido en el gas de vertedero ni en el gas de digestión de lodos cloacales.
<b>Otros combustibles no fósiles</b>	<b>Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)</b>	Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción biodegradable del combustible.













Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices  
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn, Germany  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5  
65760 Eschborn, Germany  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)