

Universidad Internacional del Ecuador



Facultad de Ingeniería Automotriz

**ARTÍCULO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO AUTOMOTRIZ**

Tema:

**EVALUACIÓN DE LA CANTIDAD DE EMISIONES DE CO₂ EN ARGENTINA,
BRASIL, CHILE, COLOMBIA, ECUADOR Y PERÚ**

Autor:

Blady Alejandro Nacimba Toapanta

Director:

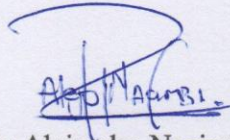
Ing. Luis Alberto Montenegro Barrera

Quito 2022

CERTIFICACIÓN

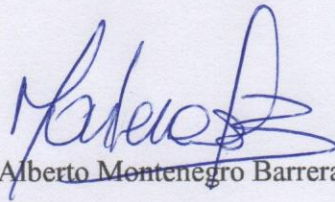
Yo, Blady Alejandro Nacimba Toapanta, Declaro bajo juramento, que el trabajo aquí descrito es de mi autoría: que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado de la biografía detallada.

Cedo de mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, reglamento y leyes.



Blady Alejandro Nacimba Toapanta

Yo, Luis Alberto Montenegro Barrera certifico que conozco a los autores del presente trabajo siendo el responsable exclusivo tanto de su originalidad y autenticidad, como su contenido.



Luis Alberto Montenegro Barrera

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a mis padres por haberme dado toda su confianza y apoyo incondicional para conseguir una excelente educación, por guiarme a lo largo de mi carrera con sus valiosos consejos, valores, paciencia y amor incondicional, en los momentos más difíciles supieron cómo darme calma para seguir adelante y conseguir mi objetivo final, sobre todo conocer la felicidad de un deber cumplido.

Este título lo dedico de forma muy especial a mis padres ya que ellos son el soporte principal en mi vida personal y educativa.

A mi hermana, que también supo apoyarme ya que hubo momentos en los que quise flaquear y me brindo todo su respaldo.

A mis maestros, fuente del conocimiento quienes día tras día alimentaron ciencia y tecnología por sus largas jornadas frente a sus estudiantes guiando cada proceso para llegar a ser un excelente profesional.

Blady Alejandro Nacimba Toapanta.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Universidad Internacional del Ecuador.....	1
Certificación.....	2
Agradecimiento.....	3
Evaluación de la cantidad de emisiones de co2 en.....	
Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.....	5
Introducción.....	6 - 7
Materiales y Métodos.....	8 - 10
Resultados obtenidos.....	11 - 13
Análisis de los resultados.....	14 - 15
Conclusiones.....	16
Referencias.....	17
Anexo 1.....	19 - 28
Anexo 2.....	29 - 32
Anexo 3.....	33
Anexo 4.....	34 - 50
Anexo 5.....	51 - 65
Anexo 6.....	66 - 95



Tablet School

Journal

Febrero – 2022

EVALUACIÓN DE LA CANTIDAD DE EMISIONES DE CO₂ EN ARGENTINA, BRASIL, CHILE, COLOMBIA, ECUADOR Y PERÚ

Alejandro Nacimba¹

Marcos Gutiérrez²

^{1,2}Universidad Internacional del Ecuador UIDE e-

mail¹: blnacimbato@uide.edu.ec e-mail²:

magutierrezoj@uide.edu.ec

RESUMEN

La cuantificación de las emisiones de CO₂, se basan principalmente en los factores de emisión; así como en el tipo y cantidad consumida de combustible. La consideración de factores ambientales y económicos en el índice de Kaya muestran que la cantidad de emisiones de CO₂ son más altas de lo que actualmente se contabilizan. En este estudio se contrastan las emisiones de CO₂ resultantes del consumo energético de seis países sudamericanos, con las emisiones calculadas en función del índice de Kaya, seguido de una proyección del nivel de emisiones de cada país hacia el año 2051, bajo las condiciones actuales, óptimas e ideales de consumo y producción de energía. La proyección y simulación se la realiza por medio de un modelo dinámico con el software Vensim®, cuya principal ventaja es la de interconectar variables con valores y ecuaciones matemáticas. Se encontró que, si se mantienen los valores y condiciones actuales de consumo y producción de energía en los países sudamericanos de estudio, los niveles de CO₂ pueden aumentar en más de 1,200% y hasta cerca de 4,500% para el caso de Ecuador. Cualquier optimización y medida de reducción de las emisiones de CO₂ no frena su producción ni elimina la cantidad presente en la atmósfera. La solución que se plantea en la presente investigación es la de suprimir por completo el uso de combustible fósiles y reemplazarlos con biodiésel, para frenar por completo la producción adicional de CO₂ a la atmósfera.

ISSN: 2661-6505. Vol.: 001. Art.: 2022-33-3308-01. Fecha: Feb. 2022. www.tablet-school.com

Copyright © 2022 Tablet School®. Todos los derechos reservados.

Palabras Clave: CO2, índice de Kaya, combustibles fósiles, biodiésel, simulación dinámica.

ABSTRACT

The quantification of CO2 emissions is based mainly on emission factors; as well as the type and quantity of fuel consumed. The consideration of environmental and economic factors in the Kaya index shows that the amount of CO2 emissions is higher than what is currently accounted for. In this study, the CO2 emissions resulting from the energy consumption of six South American countries are contrasted with the emissions calculated based on the Kaya index, followed by a projection of the level of emissions of each country towards the year 2051, under current conditions, optimal and ideal consumption and production of energy. The projection and simulation is carried out by means of a dynamic model with the Vensim ® software, whose main advantage is to interconnect variables with values and mathematical equations. It was found that, if the current values and conditions of energy consumption and production are maintained in the South American countries under study, CO2 levels can increase by more than 1,200% and up to about 4,500% in the case of Ecuador. Any optimization and reduction measure of CO2 emissions does not stop its production or eliminate the amount present in the atmosphere. The solution proposed in this research is to completely eliminate the use of fossil fuels and replace them with biodiesel, to completely stop the additional production of CO2 into the atmosphere.

Keywords: CO2, Kaya index, fossil fuels, biodiesel, dynamic simulation.

1. INTRODUCCIÓN

La presente investigación, cuantifica las emisiones de CO2 por medio del índice de Kaya en Ecuador y los siguientes países sudamericanos: Argentina, Brasil, Colombia, Chile, y Perú. El índice de Kaya permite cuantificar las emisiones de CO2 en función de factores sociales y económicos, complementando los resultados que comúnmente se obtienen a partir de los factores de emisión de las diferentes fuentes de energía. Los resultados obtenidos por medio del índice de Kaya se modelan hasta el año 2051, y se simulan mediante el método dinámico,

el cual se caracteriza principalmente por la asignación de valores a cada una de las variables que componen el sistema y por su interacción. Los países seleccionados para la llevar a cabo este estudio son los que muestran datos comparables y verificables de una misma fuente, procurando minimizar los márgenes de error y evitando dar lugar a interpretaciones que de algún modo distorsionen los hechos y los datos con los que se trabajó en esta investigación. La empresa multinacional de gas y petróleo BP [1], desde 1965 hasta la fecha en que se terminó este estudio, muestra un reporte global y estadístico del consumo energético las emisiones de CO2 [2]. Las emisiones de dióxido de carbono del uso de energía primaria se estiman aplicando

los factores de emisión de CO₂ para cada tipo de producto energético; tales como: carbón, gas natural y diversos productos del petróleo. La lista de los factores de emisión se detalla en los documentos del IPCC (Panel intergubernamental sobre Cambio Climático) [3]. El método más simple, comprensible y seguro para cuantificar las emisiones de carbono de cada tipo de combustible expresadas en kg, es el del balanceo de una ecuación de combustión, en donde se hace una relación entre la masa molecular y las moles de CO₂ resultante del proceso de combustión de acuerdo con el tipo de combustible utilizado [4].

En general, las emisiones de CO₂ se cuantifican en función de sus factores de emisión; es decir, la cantidad de CO₂ producida por una cantidad determinada de consumo de energía o de combustible [5]. Cada fuente alternativa de electricidad emite una cantidad diferente de dióxido de carbono por unidad de energía producida, comúnmente conocida como factor de carbono. Las unidades de este factor son gr CO₂ / kWh [6]. Los factores de emisión, o factores de carbono variarán, debido a temas que merecen investigaciones exhaustivas, como la calidad del combustible, red de abastecimiento de energía y condiciones geográficas. Se considera que los biocombustibles no emiten CO₂; de acuerdo con la IEA el biodiésel es carbono neutro, ya que al ser las plantas la materia prima del biodiésel, el CO₂ se absorbe en ellas a medida que crecen, y esto compensa el CO₂ que se forma al producir o utilizar el biodiésel (Agencia Internacional de Energía) [7]; sin embargo, existen otras fuentes de energía renovables, fuera del biodiésel, que

también emiten CO₂ en alguna de sus fases de implementación como en la producción, renovación, reciclaje o eliminación.

El índice de Kaya, muestra que a diferencia del balanceo de una ecuación química en donde se cumple la ley de conservación de la masa, “masa que entra a un sistema igual a masa que sale”, las emisiones de CO₂ no son resultado únicamente de del contenido de generación o consumo de energía; sino que son un conjunto de factores que los condicionan; los factores que el ingeniero japonés Yohichi Kaya pudo mostrar en una ecuación matemática son: los factores energéticos, económicos, sociales y ambientales [8].

Si bien hay otros factores que se pueden tomar en cuenta, los que Y. Kaya muestra, son los que permite cuantificar una realidad. Factores políticos o la psicología de consumo y concientización pueden ser modelados pero su nivel de incertidumbre, riesgo y volatilidad son elevados para formularlos matemáticamente con la estabilidad que una ecuación matemática requiere.

El índice de Kaya es una de las ecuaciones que, por su naturaleza de ser matemáticamente algebraica, presenta resultados puntuales, de acuerdo a los datos con los que se trabaje. Es aquí en donde las simulaciones dinámicas con el Software Vensim ® [9], permite que los términos de la ecuación interactúen en un sistema dinámico. Este sistema permite representar la situación actual, entender y manejar una posible situación futura, la misma que no se puede predecir con exactitud su resultado, pero con suficientes argumentos y fundamento se puede mostrar su tendencia o para tomar una decisión. El modelo detallado por J. M. García [10], será el que se use como referencia para ampliarlo y modificarlo de

acuerdo a las condiciones de Ecuador y de los países sudamericanos citados anteriormente, que son los lugares a los que se enfoca la presente investigación.

El crecimiento descontrolado de las emisiones de CO₂ y sus efectos en el cambio climático, son la consecuencia de un consumo descontrolado de energía que en su mayoría depende de combustibles fósiles. El aporte de fuentes de energía alternativas alcanza aproximadamente un 20%, y esta tendencia se ha mantenido durante los últimos 10 años, por lo que es posible predecir, la baja probabilidad de un cambio inmediato del 80% de la generación de energía de combustibles fósiles [11], manteniendo los ritmos actuales de desarrollo tecnológico y exigencias energéticas a nivel político y social.

Por esta razón, es necesario entender las causas de las emisiones de CO₂ no solo cuantificándolas con una ecuación algebraica, sino simulando de modo dinámico la interacción de todas las variables que conforman un sistema contaminante, para que pueda ser controlado y del modo más eficiente pueda ser reducido, hasta en el mejor de los casos eliminarlo completamente.

Los datos cambian diariamente y las emisiones diarias de CO₂ no se detienen, uno de los principales problemas que se observaron durante esta investigación es que, las medidas y valores que se obtienen de cálculos y simulaciones en un momento determinado, corresponden a la situación de uno o dos años atrás, que es cuando se publican resultados y estadísticas que sean confiables y verificables. Cambiar el 80% de abastecimiento de energía de origen fósil, requiere tiempo, ya que los efectos de suprimir esta fuente de energía de modo radical pueden tener efectos desastrosos,

en los temas de sobrevivencia como la calefacción o refrigeración, seguidos de temas igual de vitales como la generación de energía calorífica, el transporte y las telecomunicaciones. Aun cuando los sistemas dinámicos no son suficientes para predecir con exactitud, permiten conocer la dirección que toma un determinado fenómeno, y por lo tanto es más efectivo el control y manejo de las variables que lo influyen.

Las emisiones de CO₂ a nivel mundial tienen una directa relación con el combustible del que provienen, ya que esto es una constante para cada tipo de combustible, lo que se puede controlar es la forma en que consume la energía a nivel social, tecnológico, económico, así como también la eficiencia de los combustibles. El objetivo de la presente investigación es el de representar un sistema dinámico de la generación de emisiones de CO₂ en función del índice de Kaya, para comprender y modificar las variables que componen el sistema y tener un control y una dirección para mitigar la producción de CO₂. Se espera que la identificación de las variables muestre una forma más responsable de la producción y el consumo de energía, en donde el crecimiento económico y bienestar social no sea a costa de sacrificar el medio ambiente y el planeta.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Para la cuantificación del índice de Kaya, se utilizaron los datos del consumo energético y de las emisiones de CO₂ de BP [2]. Los datos del producto interno bruto se tomaron del el Banco Mundial [12]. Los costos de energía se tomaron de la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) [13], estos

últimos comprenden solo el período entre 2014 y 2019; sin embargo, la principal fuente de error en este estudio, presenta la falta de información de modo estandarizado; es decir, el costo de energía eléctrica de los países que se estudia, se divide por uso residencial y comercial, en el caso de algunos países no se muestra de modo explícito el costo del kW-hr de energía, sino su consumo de combustible; de ahí se asume que el combustible se utiliza también para generar electricidad. Hay casos también que no se cuentan con los datos completos entre 2014 y 2019, por lo que se hizo una extrapolación lineal para obtener esos resultados, y para obtener un valor que permita calcular por completo el índice de Kaya correspondiente al año 2020 que es de donde parte esta simulación dinámica, para continuar con una proyección al año 2051.

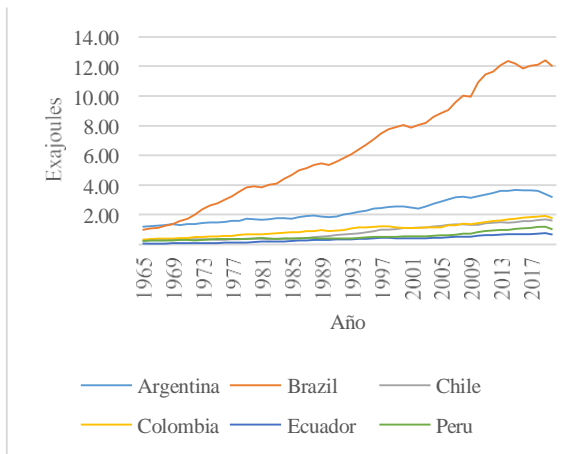


Figura 1. Consumo primario de energía
Fuente. Autores

En esta revisión, la energía primaria comprende los combustibles comercializados, incluidas las fuentes renovables modernas de energía que se utilizan para generar electricidad. La energía de todas las fuentes de

generación de energía no fósil se contabiliza sobre una base de insumos equivalentes [2].

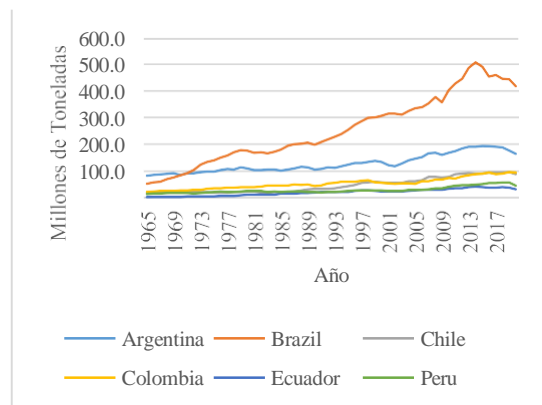


Figura 2. Emisiones de CO2
Fuente. Autores

Las emisiones de carbono anteriores reflejan solo aquellas a través del consumo de petróleo, gas y carbón para actividades relacionadas con la combustión y quema de gas natural, y se basan en los “Factores de emisiones de CO2 predeterminados para la combustión” enumerados por el IPCC en sus Directrices para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (2006) [2]. La fórmula para cuantificar las emisiones de CO2 de acuerdo al índice de Kaya corresponde a aquella descrita por J. M. García [10]:

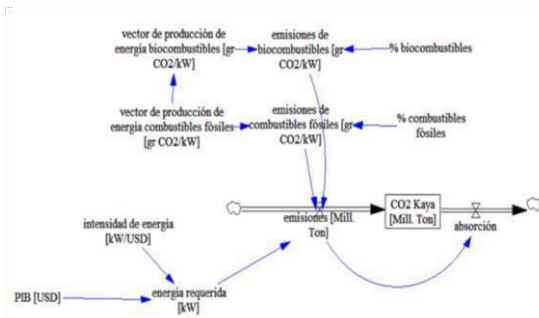
$$CO2_{Kaya} = PIB + IE + VPE \quad (1)$$

Donde:

CO2_{Kaya}: Emisiones de CO2 de acuerdo a Kaya [Mill. Ton].

PIB: Producto Interno Bruto [Mill. USD].

IE: Intensidad de energía [kW / USD]. VPE: Vector de producción de energía [gr CO2 / kW].



Se considera que en el planeta un 32% del CO2 se absorbe en plantas y 25% se absorbe en el océano [14], por esta razón el coeficiente de absorción de CO2 en el modelo dinámico (Tab. 1) es de 0.57. En el año 2019, el Centro de Datos de Combustibles Alternativos del Departamento de Energía de los Estados

Unidos de Norte América, señala que el uso de

Figura 3. Modelo dinámico del índice de Kaya 100% biodiésel de origen orgánico puede

Fuente. Autores reducir en 74% las emisiones de CO2 [15], esto quiere decir que vector de producción de

Tabla 1. Valores y ecuaciones asignadas a las energía de biocombustibles es un 26% del variables del sistema dinámico para la simulación vector de producción de energía combustibles fósiles (Tab 1).

	Estado	Argentina	Brasil	Chile	Colombi a	Ecuador	Perú	
PIB [USD]	Actual	3.83E+11	1.44E+12	2.53E+11	2.71E+11	9.88E+10	1.92E+11	intensidad de
								Actual
								0.0009885
								0.00056
								0.0009
								0.002495
								0.001087
								0.00
								relación entre el resultado de una actividad
energía [kW/USD]	Actual	"intensidad de energía [kW/USD]"*PIB [USD]"						expresado como la intensidad de energía
energía requerida [kW]	Actual	1643936.12	1096481409	172178	1653893.313	1500362.906	1500362.037	[kW/USD]. El vector de producción de energía [gr CO2/kW], está en función del total de emisiones de CO2 y del consumo energético [kW]; las emisiones de CO2 se reflejan a través del consumo de petróleo (Fig. 2), y el consumo energético toma en cuenta los valores resultantes de combustibles de fósiles y de fuentes alternativas, las mismas que se contabilizan sobre una base de insumos equivalentes a los productos del petróleo (Fig. 1).
vector de producción de energía combustibles fósiles [gr CO2/kW]	Actual	6	7.024	8.946	313	906	037	Ya que el vector de producción de energía está en función de estos dos valores, el porcentaje de uso de combustibles fósiles o biocombustibles es lo que determina el nivel de crecimiento o reducción de emisiones de CO2, calculadas con el índice de Kaya.
vector de producción de energía biocombustibles [gr CO2/kW]	Actual	"vector de producción de energía combustibles fósiles [gr CO2/kW]*0.26						
	Optimizad	"vector de producción de energía combustibles fósiles [gr CO2/kW]*0.1						
	Ideal	"vector de producción de energía combustibles fósiles [gr CO2/kW]*0						
emisiones de biocombustibles [gr CO2/kW]	Actual	"% biocombustibles"*vector de producción de energía biocombustibles [gr CO2/kW]"						
emisiones de combustibles fósiles [gr CO2/kW]	Actual	"% combustibles fósiles"*vector de producción de energía combustibles fósiles [gr CO2/kW]"						
% biocombustibles	Actual	0.1						
	Optimizad	0.9						
	Ideal	1						
% combustibles fósiles	Actual	0.9						
	Optimizad	0.1						
	Ideal	0						
emisiones [Mill. Ton]	Actual	"energía requerida [kW]"*(emisiones de biocombustibles [gr CO2/kW]+emisiones de combustible fósiles [gr CO2/kW])/1e+12						
absorción	Actual	0.57*emisiones [Mill. Ton]						
CO2 Kaya [Mill. Ton]	Valor inicial	622.513	892.625358	397.17	1120.06	161.174	161.174	
	Actual	9						961
		"emisiones [Mill. Ton]"-absorción						
Tiempo inicial de la simulación [Año]		2020						
Intervalos de tiempo [Año]		1						
Tiempo final de la simulación [Año]		2051						

Fuente. Autores

3. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se detallan los resultados obtenidos, tabulando y graficando la información de las fuentes bibliográficas [2, 12, 13], con referencia al consumo energético, emisiones de CO2 y producto interno bruto; se continúa con el cálculo del vector e intensidad de energía, hasta finalmente, tener cuantificado el índice de Kaya.

Los resultados de emisiones de CO2 se comparan entre los calculados en función del combustible utilizado y los calculados en función del índice de Kaya. Las emisiones de CO2 de acuerdo al índice de Kaya se representan y comprueban con los datos del año 2020 y se proyecta al año 2051 por medio de la simulación dinámica con Vensim®. La simulación consiste en representar la realidad actual y hacer las proyecciones a futuro en condiciones óptimas e ideales con los datos de la Tabla 1, para identificar las variables y condiciones que pueden mitigar de forma práctica el incremento de las emisiones de CO2.

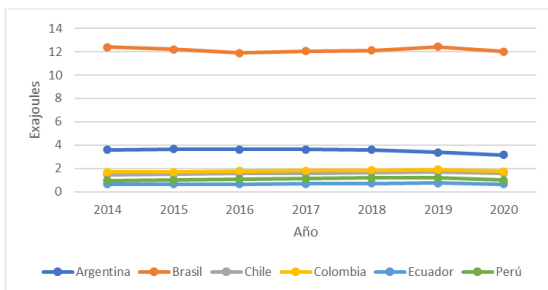


Figura 4. Consumo energético expresado en Exajoules, en el período 2014-2020
Fuente. Autores

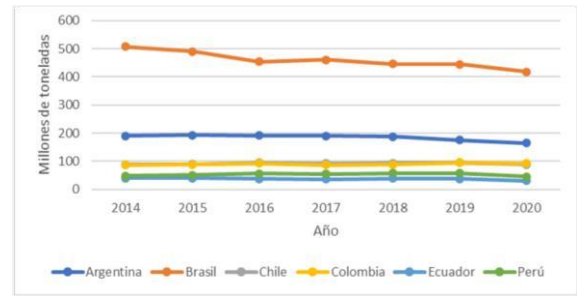


Figura 5. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020 **Fuente.** Autores

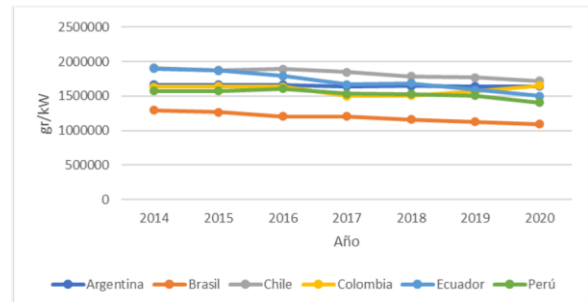


Figura 6. Vector de energía expresado en gr/kW, en el período 2014-2020
Fuente. Autores

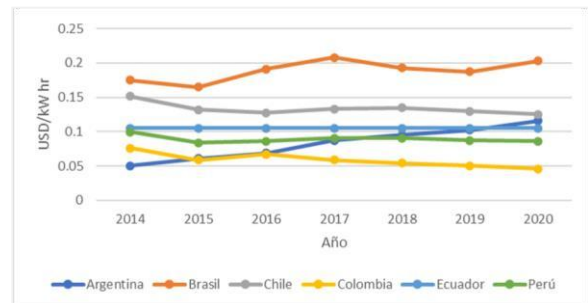


Figura 7. Intensidad de energía expresada en USD/kW-hr, en el período 2014-2020
Fuente. Autores

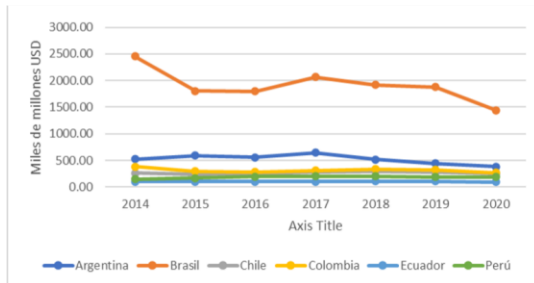


Figura 8. Producto Interno Bruto (PIB) en miles de millones de dólares, en el período 2014-2020

Fuente. Autores

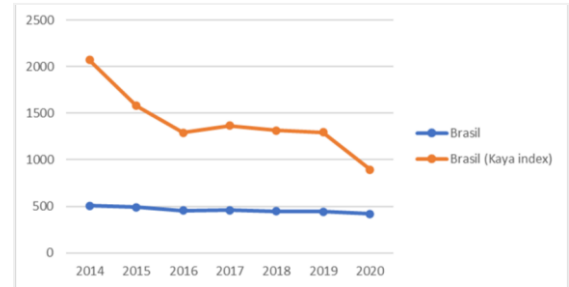


Figura 11. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Brasil.

Fuente. Autores

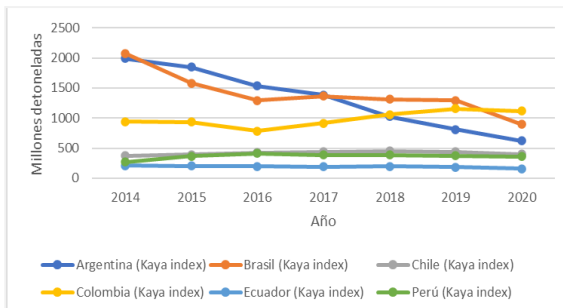


Figura 9. Emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020

Fuente. Autores

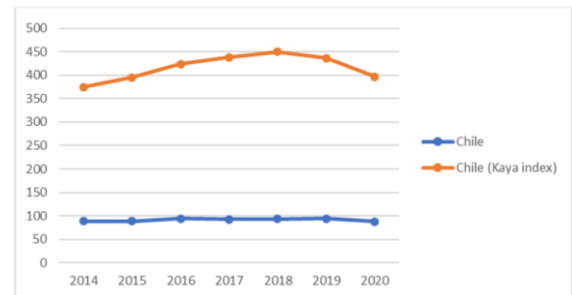


Figura 12. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Chile. **Fuente.** Autores

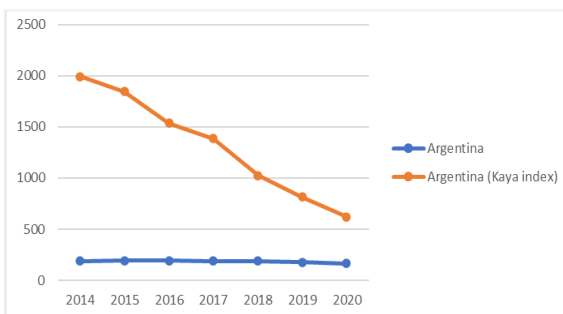


Figura 10. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Argentina.

Fuente. Autores

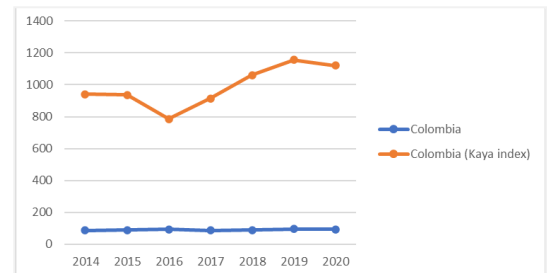


Figura 13. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Colombia.

Fuente. Autores

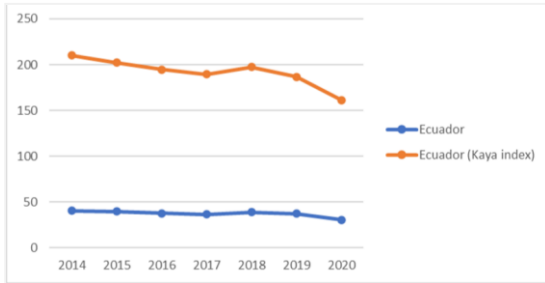


Figura 14. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Ecuador. **Fuente.** Autores

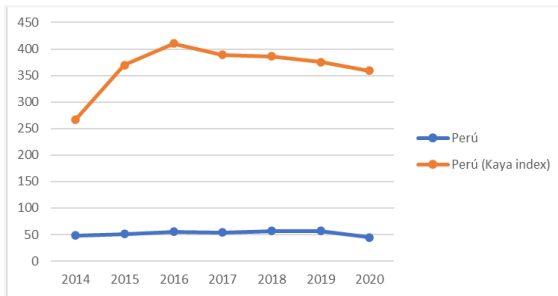


Figura 15. Emisiones de CO2 en función del consumo de combustible vs. las emisiones de CO2 calculadas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, en el período 2014-2020, en Perú. **Fuente.** Autores

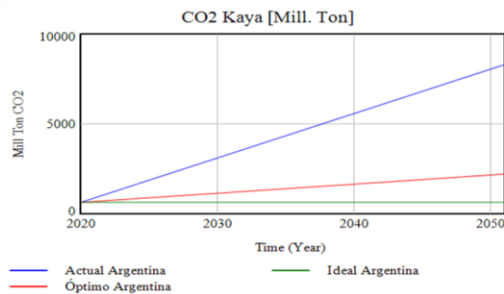


Figura 16. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Argentina. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso

de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción. **Fuente.** Autores

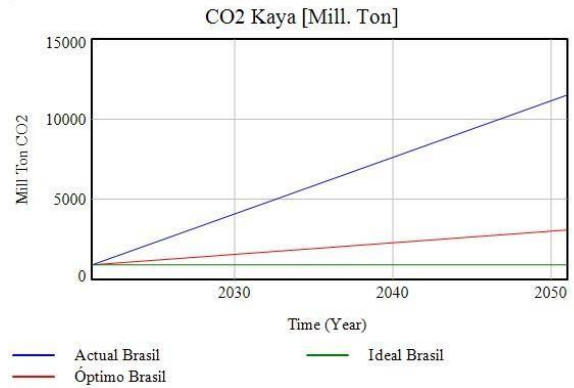


Figura 17. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Brasil. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción. **Fuente.** Autores

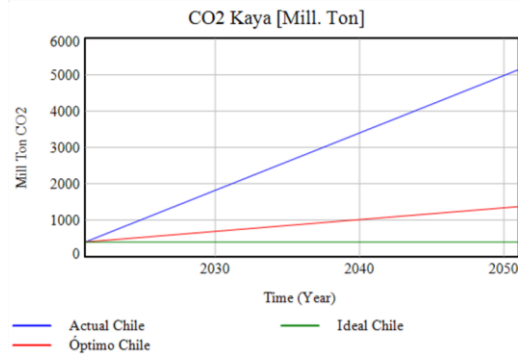


Figura 18. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Chile. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción. **Fuente.** Autores

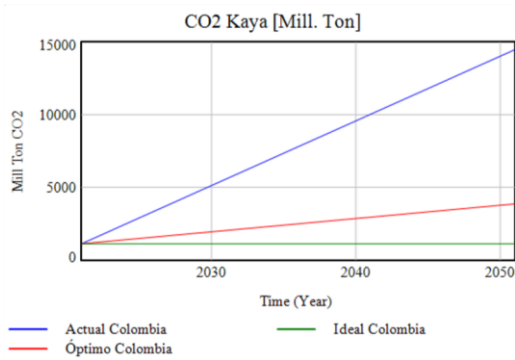


Figura 19. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Colombia. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción.

Fuente. Autores

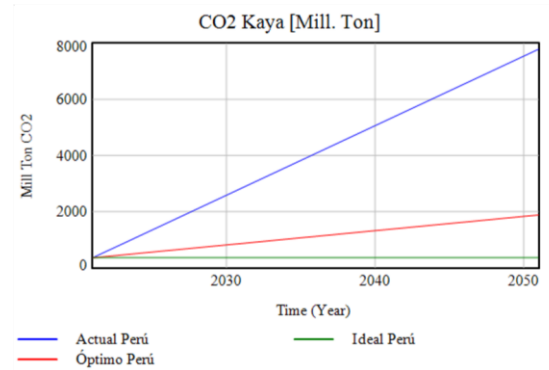


Figura 21. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Perú. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción.

Fuente. Autores

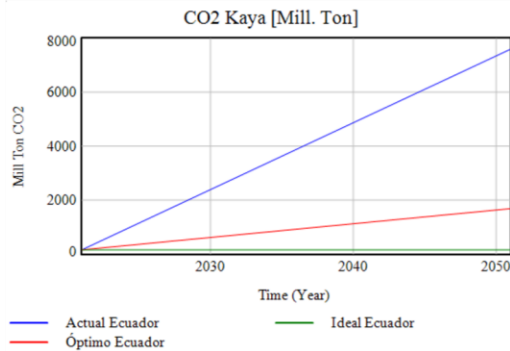


Figura 20. Emisiones de CO2 simuladas en función del índice de Kaya, expresadas en millones de toneladas, desde el 2020 y proyectadas al año 2051, en Ecuador. Estado actual con el uso de 10% de biocombustibles, estado óptimo con el 90% de uso de biocombustibles y estado ideal con el 100% del uso de biocombustibles y cero emisiones de CO2 durante su uso y producción. **Fuente.** Autores

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En las figuras 10-15, se muestran las considerables diferencias entre la cantidad calculada de CO2 en función del consumo de combustible y en función del índice de Kaya. Aun cuando hay inconsistencias en tratar los datos de un modo único en el tema del costo, uso y origen de la energía que se utiliza, la diferencia es tan grande entre los 2 métodos para calcular las emisiones de CO2, que cualquier corrección en los datos de origen, resultaría insignificante.

Las emisiones de CO2 al contabilizarlas en función de un vector e intensidad de energía, así como en función de factores económicos y productivos, muestra que contabilizar las emisiones contaminantes solo en función de las propiedades del combustible es insuficiente, no solo para mostrar la realidad sino para mostrar la gravedad del asunto.

La simulación dinámica se verifica con los datos obtenidos para el año 2020, cuyo valor es exactamente el mismo tanto en la simulación como en el cálculo algebraico utilizando la ecuación 1. En base a esta validación se procedió a hacer la simulación con una proyección hasta el año 2051 en condiciones ideales, óptimas y actuales. Para las condiciones ideales se tomó en cuenta una producción de biodiésel con cero emisiones y la absoluta eliminación de los combustibles fósiles, siendo estos reemplazados por biodiésel; bajo estas circunstancias, las emisiones de CO₂ se mantendrían a lo largo del tiempo como en su estado inicial; es decir en el estado del año 2020; en este caso la cantidad existente de CO₂ es la que se debería tratar ya que no habría más producción de este tipo de gas de efecto invernadero.

La simulación bajo condiciones óptimas considera que el 90% del uso de los combustibles corresponde al biodiésel; mientras que el 10% restante corresponde a los combustibles de origen fósil; a esto se debe añadir que se considera solo un 10% de emisión de CO₂ para la producción de biodiésel en comparación con la producción de combustibles de origen fósil. Los valores y condiciones de la simulación para el consumo energético en la actualidad corresponden a solo un 10% de uso del biodiésel y 90% de combustibles de origen fósil, con un 26% de emisiones de CO₂ para la producción de biodiésel.

En la tabla 2 se observa que el único medio de eliminar cualquier producción adicional de CO₂ es la eliminación de combustibles de origen fósil y reemplazarlos por biodiésel cuya producción sea absolutamente ecológica. Una optimización del consumo energético solo minimiza la producción de CO₂ en comparación con condiciones ideales, pero no la reduce ni la elimina; ya que su crecimiento hasta el año 2051

en el caso de Ecuador llega a casi 1,000% y el mínimo es para Brasil con un aumento hasta el año 2051 de 244.31%. Los niveles actuales de consumo y producción de energía son bastante críticos llegando a aumentar las emisiones de CO₂ de acuerdo al índice de Kaya en 1,190.68% para el caso de Brasil y hasta un 4,596.33% para el caso de Ecuador, siendo estos valores los puntos mínimos y máximos de aumento de emisiones de CO₂ en América del Sur.

Tabla 2. Cantidad de CO₂ y porcentaje de variación de acuerdo al índice de Kaya en los años 2021 y 2051, bajo condiciones ideales, óptimas y actuales de consumo y producción de energía

Millones de toneladas de CO ₂ Kaya	2020			2051			
	Valor actual	Tendencia con valores ideales	Δ	Tendencia con valores optimizados	Δ	Tendencia con valores actuales	Δ
Argentina	622.531	622.531	0%	2198.84	253.21%	8305.01	1234.07%
Brasil	892.625	892.625	0%	3073.37	244.31%	11520.9	1190.68%
Chile	397.179	397.179	0%	1370.91	245.16%	5142.83	1194.84%
Colombia	1120.06	1120.06	0%	3861.82	244.79%	14482.5	1193.01%
Ecuador	161.740	161.740	0%	1686.65	942.82%	7595.85	4596.33%
Perú	358.961	358.961	0%	1884.43	424.97%	7658.12	2033.41%

Fuente. Autores

Aun cuando, estas variaciones porcentuales en cada uno de los escenarios: ideal, óptimo y actual son evidentemente amplias, se procedió a realizar un análisis de varianza con un nivel de confianza del 95%, y como se muestra en la tabla 3, el valor de $F = 30.12$ es mayor a $F_{crit} = 3.68$ lo que estadísticamente muestra que las diferencias son significativas.

Tabla 3. Análisis de varianza del porcentaje de variación de acuerdo al índice de Kaya en los años 2021 y 2051, bajo condiciones ideales, óptimas y actuales de consumo y producción de energía

Anova: Single Factor						
SUMMARY						
Groups	Count	Sum	Average	Variance		
Tendencia con valores ideales	6	3553.096	592.1827	129508.2		
Tendencia con valores optimizados	6	14076.02	2346.003	889404.7		
Tendencia con valores actuales	6	54705.21	9117.535	11092581		
ANOVA						
Source of Variation	SS	df	MS	F	P-value	F crit
Between Groups	2.43E+08	2	1.22E+08	30.12291	5.59E-06	3.68232
Within Groups	60557471	15	4037165			
Total	3.04E+08	17				

Fuente. Autores

5. CONCLUSIONES

El presente estudio ha demostrado que las emisiones de CO2 dependen del tipo de combustible que se utiliza; así como de la forma, medios, cantidad y circunstancias en los que se lo utiliza. El método tradicional de evaluar el nivel de emisiones en base al consumo de combustible muestra que, no refleja la realidad por completo como sí lo hace de un modo más amplio la cuantificación por medio del índice de Kaya.

El índice de Kaya, abarca las variables del tipo energético, ambiental y económico, y muestra datos y resultados reveladores y alarmantes; sin embargo, puede ser susceptible de fuentes de error en los datos, tales como la cuantificación del uso y producción de energía; así como su relación con la actividad económica y

productiva de la sociedad; por ejemplo: El costo de energía se divide en residencial y comercial, y los diferentes tipos de energía tienen sus eficiencias características de la región en donde se producen y consumen. Esta circunstancia hace que el modelo pueda extenderse demasiado y que pierda su objetividad en la valoración de las emisiones de CO2, al extraviarse en los detalles de un modelo que puede resultar inmenso. El índice de Kaya calculado y simulado por medio de un método dinámico, caracterizado por la interacción de las variables y la proyección de su tendencia a lo largo del tiempo, ha mostrado que la optimización en el uso de los combustibles fósiles, aun cuando su consumo se reduzca en 90%, no es suficiente para controlar el creciente aumento de las emisiones de CO2.

El mantener los niveles actuales de consumo y producción de energía ocasionarían hasta el año 2051 un aumento de más del 1000% en el mejor de los casos y hasta más de 4500% en el peor de ellos. La única solución dentro de los límites de este estudio es la eliminación de la producción y consumo de combustibles de origen fósil y reemplazarlos por biodiésel, o por otra fuente que sea absolutamente ecológica y cero emisiones de CO2. El modelo presentado se enfocó en reemplazar los combustibles fósiles por biodiésel. La primera razón fue que, tanto para el uso de los combustibles de origen fósil como para biodiésel, se tuvo a disposición la información necesaria de una misma fuente que elimina fuentes de error en los cálculos o en la simulación. La segunda razón fue la de focalizar un escenario en donde los combustibles de origen fósil son reemplazados en de modo inmediato por biodiésel, mostrando los métodos y condiciones para evaluar otro tipo de

energías. Obviamente el modelo es limitado, pero muestra y cuantifica los efectos de cada variable.

Por otro lado, la continuación de este estudio debe centrarse en completar las variables del modelo con otros tipos de energías, disponibles en cada país y región que se estudie; así como contar con la mayor exactitud de los datos para evaluar los resultados. Este estudio es una muestra de que las emisiones de CO2 son muchas más altas y alarmantes si se contabilizan con un método más completo como el de Kaya, en comparación con los métodos tradicionales limitados a la Física y a la Química.

6. REFERENCES

1. Home. bp global. (n.d.). Retrieved September 14, 2021, from <https://www.bp.com/>.
2. Downloads: Energy economics: Home. bp global. Retrieved September 14, 2021, from <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statisticalreview-of-worldenergy/downloads.html>.
3. 2006 IPCC guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. IPCC. Retrieved September 16, 2021, from <https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>.
4. Faires, V. M., Simmang, C. M., & Carlos Escobar Hernández José. (1993). Termodinámica. UTEHA.
5. BP Statistical Review of World Energy 2020.. Retrieved September 17, 2021, from <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energyeconomics/statistical-review/bp-statsreview-2021-carbon-emissionsmethodology.pdf>.
6. Milev, G., Hastings, A., & AlHabaibeh, A. (2021). The environmental and financial implications of expanding the use of electric cars - A case study of Scotland. *Energy and Built Environment*, 2(2), 204–213. <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2020.07.005>
7. U.S. Energy Information Administration - EIA - independent statistics and analysis. Biodiesel and the environment - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.). Retrieved September 18, 2021, from <https://www.eia.gov/energyexplained/biofuels/biodiesel-and-theenvironment.php>.
8. Màster - camins.cat. (n.d.). Retrieved September 18, 2021, from <https://www.camins.cat/wpcontent/uploads/2017/06/Aigua45.pdf>.
9. Vensim. from Ventana Systems, Inc. (n.d.). Retrieved September 21, 2021, from <https://vensim.com/>.
10. Garcia Juan Martín. (2010). Theory and practical exercises of system dynamics. Juan Martin García.

11. www.ren21.net. Retrieved September 21, 2021, from https://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf.
12. PIB (US\$ a precios actuales). PIB (US\$ a precios actuales) | Data. (n.d.). Retrieved October 27, 2021, from <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD>.
13. Precios de la Energía en América Latina y El Caribe. (n.d.). Retrieved September 21, 2021, from <http://biblioteca.olade.org/opactmpl/Documentos/old0445.pdf>.
14. How much CO2 does a houseplant absorb? (facts explained). Plantgardener. (2020, August 20). Retrieved September 21, 2021, from <https://www.plantgardener.com/howmuch-co2-houseplantabsorb/#:~:text=Houseplants%20absorb%2025%20%E2%80%93%2032%25%20of%20carbon%20dioxide,is%20absorbed%20by%20specific%20sections%20of%20the%20ocean>.
15. Biodiesel benefits and considerations. Alternative Fuels Data Center: Biodiesel Benefits. (n.d.). Retrieved September 21, 2021, from https://afdc.energy.gov/fuels/biodiesel_benefits.html.

Anexo 1

STATIONARY COMBUSTION

OVERVIEW

This chapter describes the methods and data necessary to estimate emissions from Stationary Combustion, and the categories in which these emissions should be reported. Methods are provided for the sectoral approach in three tiers based on:

Tier 1: fuel combustion from national energy statistics and default emission factors;

Tier 2: fuel combustion from national energy statistics, together with country-specific emission factors, where possible, derived from national fuel characteristics;

Tier 3: fuel statistics and data on combustion technologies applied together with technology-specific emission factors; this includes the use of models and facility level emission data where available.

The chapter provides default Tier 1 emission factors for all source categories and fuels.

The IPCC Emission Factor Database may be consulted for information appropriate to national circumstances, though the correct use of information from the database is the responsibility of greenhouse gas inventory compilers.

This chapter covers elements formerly presented in the ‘Energy’ chapter of the GPG2000. The organisation of the IPCC 2006 Guidelines is different from both the IPCC 1996 Guidelines and the GPG2000. The changes to the stationary combustion information are summarised below.

Content:

A table detailing which sectors this chapter covers, and which IPCC source codes the emissions are to be reported under is included.

Some of the emission factors have been revised, and some new factors have also been included. The tables containing the emission factors indicate which factors are new, and which have been revised from the IPCC 1996 Guidelines and GPG2000.

The default oxidation factor is assumed to be 1, unless better information is available.

In the Tier 1 sectoral approach, the oxidation factor is included with the emission factor, which simplifies the worksheet.

Building on the GPG2000, this chapter includes extended information about uncertainty assessment of both the activity data and the emission factors.

Some definitions have changed or been refined.

A new section on carbon dioxide capture and storage has been added.

Structure:

The methodology for estimating emissions is now subdivided into smaller sections for each Tier approach.

The tables have been designed to present emission factors for CO₂, CH₄, and N₂O together, where possible.

DESCRIPTION OF SOURCES

In the Sectoral Approach, emissions from stationary combustion are specified for a number of societal and economic activities, defined within the IPCC sector 1A, Fuel Combustion Activities (see Table 2.1). A distinction is made between stationary combustion in energy industries (1.A.1), manufacturing industries and construction (1.A.2) and other sectors (1.A.4). Although these distinct subsectors are intended to include all stationary combustion, an additional category is available in sector 1.A.5 for any emissions that cannot be allocated to one of the other subcategories. Table 2.1 also indicates the mobile source categories in 1.A.4 and 1.A.5 that are treated in Chapter 3 of this Volume.

TABLE 2.1		
DETAILED SECTOR SPLIT FOR STATIONARY COMBUSTION²		
Code number and name		Definitions
1 ENERGY		All GHG emissions arising from combustion and fugitive releases of fuels. Emissions from the non-energy uses of fuels are generally not included here, but reported under Industrial Processes and Product Use.
1 A Fuel Combustion Activities		Emissions from the intentional oxidation of materials within an apparatus that is designed to raise heat and provide it either as heat or as mechanical work to a process or for use away from the apparatus.
1 A 1	Energy Industries	Comprises emissions from fuels combusted by the fuel extraction or energy-producing industries.
1 A 1	a Main Activity Electricity and Heat Production	Sum of emissions from main activity producers of electricity generation, combined heat and power generation, and heat plants. Main activity producers (formerly known as public utilities) are defined as those undertakings whose primary activity is to supply the public. They may be in public or private ownership. Emissions from own on-site use of fuel should be included. Emissions from autoproducers (undertakings which generate electricity/heat wholly or partly for their own use, as an activity that supports their primary activity) should be assigned to the sector where they were generated and not under 1 A 1 a. Autoproducers may be in public or private ownership.

1 A 1	a	i	Electricity Generation	Comprises emissions from all fuel use for electricity generation from main activity producers except those from combined heat and power plants.
1 A 1	a	ii	Combined Heat and Power Generation (CHP)	Emissions from production of both heat and electrical power from main activity producers for sale to the public, at a single CHP facility.
		iii	Heat Plants	Production of heat from main activity producers for sale by pipe network.
1 A 1	b	Petroleum Refining		All combustion activities supporting the refining of petroleum products including on-site combustion for the generation of electricity and heat for own use. Does not include evaporative emissions occurring at the refinery. These emissions should be reported separately under 1 B 2 a.

TABLE 2.1 (CONTINUED)				
DETAILED SECTOR SPLIT FOR STATIONARY COMBUSTION³				
Code number and name			Definitions	
1 A 1	c	Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Combustion emissions from fuel use during the manufacture of secondary and tertiary products from solid fuels including production of charcoal. Emissions from own on-site fuel use should be included. Also includes combustion for the generation of electricity and heat for own use in these industries.	
1 A 1	c	i	Manufacture of Solid Fuels	Emissions arising from fuel combustion for the production of coke, brown coal briquettes and patent fuel.

1 A 1	c	ii	Other Energy Industries	<p>Combustion emissions arising from the energy-producing industries own (on-site) energy use not mentioned above or for which separate data are not available. This includes the emissions from own-energy use for the production of charcoal, bagasse, saw dust, cotton stalks and carbonizing of biofuels as well as fuel used for coal mining, oil and gas extraction and the processing and upgrading of natural gas. This category also includes emissions from pre-combustion processing for CO₂ capture and storage. Combustion emissions from pipeline transport should be reported under 1 A 3 e.</p>
1 A 2	Manufacturing Industries and Construction			<p>Emissions from combustion of fuels in industry. Also includes combustion for the generation of electricity and heat for own use in these industries. Emissions from fuel combustion in coke ovens within the iron and steel industry should be reported under 1 A 1 c and not within manufacturing industry. Emissions from the industry sector should be specified by sub-categories that correspond to the International Standard Industrial Classification of all Economic Activities (ISIC). Energy used for transport by industry should not be reported here but under Transport (1 A 3). Emissions arising from offroad and other mobile machinery in industry should, if possible, be broken out as a separate subcategory. For each country, the emissions from the largest fuel-consuming industrial categories ISIC should be reported, as well as those from significant emitters of pollutants. A suggested list of categories is outlined below.</p>

1 A 2	a	Iron and Steel	ISIC Group 271 and Class 2731
1 A 2	b	Non-Ferrous Metals	ISIC Group 272 and Class 2732
1 A 2	c	Chemicals	ISIC Division 24
1 A 2	d	Pulp, Paper and Print	ISIC Divisions 21 and 22
1 A 2	e	Food Processing, Beverages and Tobacco	ISIC Divisions 15 and 16
1 A 2	f	Non-Metallic Minerals	Includes products such as glass, ceramic, cement, etc.; ISIC Division 26
1 A 2	g	Transport Equipment	ISIC Divisions 34 and 35
1 A 2	h	Machinery	Includes fabricated metal products, machinery and equipment other than transport equipment; ISIC Divisions 28, 29, 30, 31 and 32.

TABLE 2.1 (CONTINUED)			
DETAILED SECTOR SPLIT FOR STATIONARY COMBUSTION⁴			
Code number and name			Definitions
1 A 2	i	Mining (excluding fuels) and Quarrying	ISIC Divisions 13 and 14
1 A 2	j	Wood and Wood Products	ISIC Division 20
1 A 2	k	Construction	ISIC Division 45

1 A 2	l	Textile and Leather	ISIC Divisions 17, 18 and 19	
1 A 2	m	Non-specified Industry	Any manufacturing industry/construction not included above or for which separate data are not available. Includes ISIC Divisions 25, 33, 36 and 37.	
1 A 4	Other Sectors		Emissions from combustion activities as described below, including combustion for the generation of electricity and heat for own use in these sectors.	
1 A 4	a	Commercial / Institutional	Emissions from fuel combustion in commercial and institutional buildings; all activities included in ISIC Divisions 41, 50, 51, 52, 55, 63-67, 70-75, 80, 85, 90-93 and 99.	
1 A 4	b	Residential	All emissions from fuel combustion in households.	
1 A 4	c	Agriculture / Forestry / Fishing / Fish farms	Emissions from fuel combustion in agriculture, forestry, fishing and fishing industries such as fish farms. Activities included in ISIC Divisions 01, 02 and 05. Highway agricultural transportation is excluded.	
1 A 4	c	i	Stationary	Emissions from fuels combusted in pumps, grain drying, horticultural greenhouses and other agriculture, forestry or stationary combustion in the fishing industry.
1 A 4	c	ii	Off-road Vehicles and Other Machinery	Emissions from fuels combusted in traction vehicles on farm land and in forests.

1 A 4	c	iii	Fishing (mobile combustion)	Emissions from fuels combusted for inland, coastal and deepsea fishing. Fishing should cover vessels of all flags that have refuelled in the country (include international fishing).
-------	---	-----	-----------------------------	---

TABLE 2.1 (CONTINUED)				
DETAILED SECTOR SPLIT FOR STATIONARY COMBUSTION⁵				
Code number and name			Definitions	
1 A 5	Non-Specified		All remaining emissions from fuel combustion that are not specified elsewhere. Include emissions from fuel delivered to the military in the country and delivered to the military of other countries that are not engaged in multilateral operations.	
1 A 5	a	Stationary		Emissions from fuel combustion in stationary sources that are not specified elsewhere.
1 A 5	b	Mobile		Emissions from vehicles and other machinery, marine and aviation (not included in 1 A 4 c ii or elsewhere).
1 A 5	b	i	Mobile (aviation component)	All remaining aviation emissions from fuel combustion that are not specified elsewhere. Include emissions from fuel delivered to the country's military as well as fuel delivered within that country but used by the militaries of other countries that are not engaged in multilateral operations.
1 A 5	b	ii	Mobile (waterborne component)	All remaining water-borne emissions from fuel combustion that are not specified elsewhere. Include emissions from fuel delivered to the country's military as well as fuel delivered within that country but used by the militaries

				of other countries that are not engaged in multilateral operations.
1 A 5	b	iii	Mobile (other)	All remaining emissions from mobile sources not included elsewhere.
Multilateral operations (Information item)				Emissions from fuels used in multilateral operations pursuant to the Charter of the United Nations. Include emissions from fuel delivered to the military in the country and delivered to the military of other countries.

The category “Manufacturing industries and Construction” has been subdivided using the International Standard

Industrial Classification. This industrial classification is widely used in energy statistics. Note that this table adds a number of industrial sectors in the category “Manufacturing Industries and Construction” to better align to the ISIC definitions and common practice in energy statistics.

METHODOLOGICAL ISSUES

This section explains how to choose an approach, and summarises the necessary activity data and emission factors the inventory compiler will need. These sections are subdivided into Tiers as set out in Volume 1 General Guidance. The Tier 1 sections set out the steps needed for the simplest calculation methods, or the methods that require the least data. These are likely to provide the least accurate estimates of emissions. The Tier 2 and Tier 3 approaches require more detailed data and resources (time, expertise and country-specific data) to produce an estimate of emissions. Properly applied, the higher tiers should be more accurate.

Choice of method

In general, emissions of each greenhouse gas from stationary sources are calculated by multiplying fuel consumption by the corresponding emission factor. In the Sectoral Approach, “Fuel Consumption” is estimated from energy use statistics and is measured in terajoules. Fuel

consumption data in mass or volume units must first be converted into the energy content of these fuels. All tiers described below use the amount of fuel combusted as the activity data. Section 1.4.1.2 of the Introduction chapter contains information on how to find and apply energy statistics data. Different tiers can be applied for different fuels and gases, consistent with the requirements of key category analysis and avoidance of double counting.

Choice of emission factors

This section provides default emission factors for CO₂, CH₄ and N₂O, and discusses provision of emission factors at higher Tiers. CO₂ emission factors for all Tiers reflect the full carbon content of the fuel less any nonoxidised fraction of carbon retained in the ash, particulates or soot. Since this fraction is usually small, the Tier 1 default emission factors derived in Chapter 1 of this Volume neglect this effect by assuming a complete oxidation of the carbon contained in the fuel (carbon oxidation factor equal to 1). For some solid fuels, this fraction will not necessarily be negligible, and higher Tier estimates can be applied. Where this is known to be the case it is good practice to use country-specific values, based on measurements or other well documented data. The Emission Factor Database (EFDB) provides a variety of well-documented emission factors and other parameters that may be better suited to national circumstances than the default values, although the responsibility to ensure appropriate application of material from the database remains with the inventory compiler.

Anexo 2

RELACIONES DE AIRE V COMBUSTIBLE

Si en las proporciones de los componentes de los reactivos hay exactamente las suficientes moléculas de oxidante para lograr una reacción completa hasta formar moléculas estables de los productos, se dice que dichas proporciones son estequiométricas.

Para las mencionadas proporciones hay una cantidad ideal de oxidante; en el caso de combustibles que reaccionan con O₂ puro, se habla del "100070 de aire" (o bien, el 100% de O₂)' En la práctica, para asegurar una reacción total del combustible (combustión completa), se proporciona un exceso de aire o de oxígeno. En este caso, por ejemplo, podemos hablar del 120% de aire, el 200% de aire, etc., o bien, del 20% ó 100070 de exceso de aire, etc.

Cualquier cantidad de aire superior a la requerida prácticamente para la situación particular, hace que una mayor cantidad de energía salga del sistema como energía almacenada (molecular), en tanto la temperatura a la cual los productos de la combustión son enfriados debe ser la más baja posible económicamente.

La experiencia indica los siguientes valores de exceso de aire en el caso de los hogares (u hornos) de las plantas de vapor: para carbón pulverizado del 15 al 20%; para combustóleo (fuel oil) del 5 al 20% para gas natural del 5 al 12%. Hay ocasiones en que se requiere una deficiencia (o defecto) de aire (u oxidante) y, en el caso de los combustibles, se habla de, por ejemplo, un "80% de aire" (o bien, un 80% de O₂)'

En general, sino hubiera algún exceso de combustible, la pérdida por el combustible no quemado, o sea, la combustión incompleta, sería antieconómica. Puesto que los diversos principios ya son conocidos, unos cuantos ejemplos servirán para explicar su aplicación. Como se debe recordar, la identidad de las especies atómicas se conserva durante un proceso químico. Por consiguiente, si se expresa metódicamente el balance atómico, equivalente al balance de masa de ese elemento -para cada átomo considerado-, es más probable que se obtengan las ecuaciones químicas correctas.

Ejemplo-Combustión del octano

Si el octano gaseoso C₈H₁₈ (g) se quema en aire ideal, ¿qué volumen de aire a 1400P (60°C) Y 14 psi a (0.98 kgf/cm² abs.) es necesario? Determinar los volúmenes y las masas relativas de los componentes de los reactivos y de los productos, cuando el H₂O es líquido, o sea, H₂O (l).

Calcular la relación de aire a combustible. Halle también un valor aproximado de la masa molecular equivalente de los productos cuando el H₂O es gaseoso, es decir, se tiene H₂O (g).

Solución.

En el caso de combustión estequiométrica, los productos son H₂O, CO₂ y N₂ (el N₂ se considera inerte y pasa por la reacción sin ningún cambio químico). Dependiendo de la temperatura final, el H₂O puede ser líquido o gas (vapor). Si los productos regresan a una presión aproximadamente igual a la atmosférica, se supone que se ha condensado todo el H₂O formado durante la combustión. En este ejemplo se tienen en consideración ambas fases. Recordemos que los coeficientes de los símbolos químicos pueden representar el número de moléculas en la reacción, o, de preferencia, los moles de cada sustancia. Sea 1 mol de combustible la base de la ecuación y se expresarán las ecuaciones químicas con los coeficientes desconocidos representados por letras, por ejemplo, a, b, c.



En el caso de 3.76 moles de N₂ por mol de O₂ en el aire, §13.4, el coeficiente del N₂ atmosférico es 3.76a, para a moles de O₂ atmosférico.

La primera línea después de la ecuación es simplemente el número de moles de cada componente para combustión completa en aire estequiométrico. La línea de "volumen relativo" muestra los volúmenes relativos cuando los reactivos y los productos están a las mismas temperatura y presión (Avogadro); el H₂O líquido se indica con volumen cero (pues es muy pequeño comparado con los volúmenes de gas). Interpretación: 1 m³ de combustible requiere 12.5 m³ de O₂ y resulta en 8 m³ de CO₂ (a las mismas p y T).

El análisis volumétrico de los reactivos y de los productos se puede obtener dividiendo el volumen de un componente entre el volumen total: para los reactivos, supóngase que 12.5/60.5 es la fracción volumétrica de CO₂; para los productos, 8/55 es la fracción volumétrica de CO₂.

La línea de "masa relativa" se halla multiplicando el número de moles de cada componente por su masa molecular M (kg/mol); para O₂, esto es (12.5)(32) = 400. La línea de "Masa/kg (comb.)" se obtiene dividiendo cada término de la línea precedente entre la masa de combustible (114).

La interpretación de la última línea es como sigue: se requieren 3.51 kg O/kg (comb.); de esto resultan 1.42 kg HP/kg (comb.), además del HP que ya estaba en el aire atmosférico.

Una de las respuestas requeridas es $r_{alf} = 3.51 + 11.54 = 15.05 \text{ kg (aire)/kg (comb.)}$, que es la relación aire combustible (la f indica combustible, fuel) ($r_{alf} = 15.1$, cuando se utilizan las partes decimales de las masas moleculares); la relación de combustible a aire rpa es $1/15.05 = 0.0664 \text{ kg (comb.)}/\text{kg (aire)}$. Si las masas relativas de los reactivos no son necesarias, una forma más rápida para calcular el aire es emplear la masa molecular equivalente de aire -por ejemplo, 29- y el total de moles $12.5 + 47 = 59.5$ moles de aire.

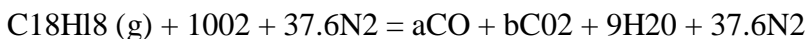
COMBUSTION CON EXCESO O DEFICIENCIA DE AIRE

Se considera que el exceso de aire pasa por la reacción químicamente sin cambio alguno. Suponga que se desea tener un 100% de exceso de aire ("el 200% de aire"). En primer lugar se debe equilibrar la ecuación de combustión en el caso de aire estequiométrico, de modo que se conozca la cantidad ideal; luego se puede determinar la cantidad de aire correspondiente a un porcentaje dado de exceso (o deficiencia). Para el 100% de exceso de aire en la ecuación (b), sección §13.6, habrían 25 moles de O₂ y 94 moles de N₂. La ecuación balanceada queda como.



Con deficiencia de aire se deben admitir supuestos acerca de la composición de los productos en esta etapa. Supondremos que todo el H₂ va al H₂O (debido a que existe una fuerte afinidad entre el H₂ y el O₂), y el estado incompleto de la combustión origina la aparición de algo de CO, así como CO₂.

Para esta hipótesis no hay demasiadas incógnitas. Como un ejemplo, supóngase que 80% del aire estequiométrico es suministrado por el octano en la ecuación (b) §13.6; entonces el O₂ en los reactivos es (0.80)(12.5) = 10 moles, y el N₂ correspondiente es (3.76)(10) = 37.6 moles. La ecuación química será.



ANÁLISIS DE LOS PRODUCTOS DE COMBUSTION

Estos productos se analizan con el fin de saber cómo se realiza el proceso de combustión, por ejemplo, la cantidad de aire suministrada. El aparato de Orsat, figura 13/1, determina los porcentajes de CO₂, CO y O₂ en los productos secos (aunque la muestra de prueba está saturada con H₂O). Puesto que los desechos de un motor de combustión interna contienen hidrógeno H₂ e hidrocarburos -principalmente metano, CH₄- estos componentes pueden ser: (1) omitidos, (2) determinados por una prueba más completa, o bien, (3) estimados. La experiencia indica que la cantidad de CH₄ es de aproximadamente el 0.22070 del volumen del gas seco de salida, y que la cantidad de H₂ libre en volumen es de cerca de la mitad del porcentaje volumétrico de CO. (O.24J)

A partir de los análisis de productos podemos formular la ecuación química teórica correspondiente, o bien, obtener parte de ella, dependiendo de lo que se conoce al respecto del combustible. Existen fuentes de error inevitables, tales como combustible no quemado en la ceniza y el humo (hollín). El análisis del combustible y de los productos puede ser completo, en cuyo caso es posible realizar balances de material. Sin embargo, podemos obtener una conveniente aproximación del aire proporcionado (si el contenido de O₂, H₂ y N₂ libres es pequeño), de un balance del carbón conociendo sólo la cantidad de carbón quemado por unidad de masa de combustible.

Anexo

Methodology for calculating CO2 emissions from energy use

Carbon emissions from primary energy use are estimated by applying the Default CO2 Emission Factors for Combustion to the consumption of each energy product type (coal, natural gas and various oil products) from the list of IPCC emission factors¹. Biofuels are considered as not emitting CO2, consistent with the practice of the IEA. Second, the revised method takes account of fuel consumption used for noncombustion purposes, such as the use of oil products and natural gas in the petrochemicals industry or of oil to produce bitumen for road construction. Estimates of the share of non-combusted fossil fuels taken from the IEA's energy balances² are subtracted from the total consumption of fossil fuels before applying the relevant emission factors.

In addition to the carbon emissions calculated from our primary energy consumption figures, carbon emissions from flared natural gas are now also estimated and included in the total. These are calculated using data series on volumes of gas flared from two sources: Cedigaz up to 2012, and the Payne Institute for Public Policy, Colorado School of Mines from 2013 onward. Payne Institute's data include flaring from upstream, downstream oil and gas, while Cedigaz' include flaring from upstream only. Volumes of gas flared have been standardised using a Gross Calorific Value (GCV) of 40 MJ/m³. The IPCC Default CO2 Emission Factor for Combustion for natural gas (56,100 kg CO2 per TJ) is used and perfect combustion has been assumed. These emissions represent around 1% of total CO2 emissions.

Anexo 4

GLOBAL OVERVIEW

Despite the impacts of the COVID-19 pandemic, renewable energy set a record in new power capacity in 2020 and was the only source of electricity generation to register a net increase in total capacity. Investment in renewable power capacity rose, although slightly, for the third consecutive year, and corporations continued to break records for sourcing renewable electricity. More countries shifted towards renewables for the electrification of heat. Although production of transport biofuels declined, electric vehicle (EV) sales expanded, as did the linking of EVs and renewable power, although to a lesser extent. China was among the countries that strengthened their commitments to action on the climate crisis, setting a carbon-neutral target. The United States re-joined the Paris Agreement in early 2021.

Meanwhile, previous obstacles to progress in the renewable energy sector persisted during 2020. They include the slow increase in the share of renewables in total final energy consumption (TFEC), inadequate innovation in some sectors, the need for infrastructure development, the lack of affordability in some markets, the absence of sufficient policy and enforcement, and ongoing support for fossil fuels.

For the first time, the number of countries with renewable energy support policies did not increase from the previous year. Despite greater interest in net zero targets during 2020, these targets do not necessarily cover all greenhouse gases or sectors, nor do they necessarily lead to increased attention to renewables or to success in meeting renewable energy targets. While such targets are in place in nearly all countries, many countries were not on track to achieve their 2020 targets in multiple sectors, and many had not yet set new targets as their 2020 targets expired. In addition, investments in fossil fuels outlined in COVID-19 recovery packages worldwide were six times greater than the level of investments allocated to renewable energy.

As in past years, the highest share of renewable energy use was in the electricity sector (26% renewables); however, electrical enduses accounted for only 17% of total final energy consumption. The transport sector, meanwhile, accounted for an estimated 32% of TFEC and had the lowest share of renewables (3.3%). The remaining thermal energy uses, which include space and water heating, space cooling, and industrial process heat, represented more than half (51%) of TFEC; of this, renewables supplied some 11%. As of 2019, modern renewable energy (excluding the traditional use of biomass) accounted for an estimated 11.2% of TFEC, up from

8.7% a decade earlier. Despite tremendous growth in some renewable energy sectors, the share of renewables has increased only moderately each year. This is due to rising global energy demand, continuing consumption of and investment in new fossil fuels, and declining traditional use of biomass (which has led to a shift towards fossil fuels).

This slow progress points to the complementary and fundamental roles of energy conservation, energy efficiency and renewables in reducing the contribution of fossil fuels to meeting global energy needs and reducing emissions. With the concentration of carbon dioxide (CO₂) in the atmosphere still rising to record levels even as emissions have fallen, it has become increasingly clear that a structural shift is needed to reach long-term climate targets.

BUILDINGS

Renewable energy meets a growing portion of final energy demand in buildings, although its share is still less than 15%.

Renewables remained the fastest growing source of energy in buildings, increasing 4.1% annually on average between 2009 and 2019. The highest growth was in electricity use, whereas heating with renewable energy rose more slowly. Modern bioenergy (such as the use of wood-based fuel in efficient stoves) still represented the largest source of renewables in the buildings sector, especially in providing heat, although its growth has been roughly stagnant.

The use of renewable electricity for heat (for example, through electric heat pumps) provided the second largest renewable energy contribution to heat demand and showed the greatest growth in recent years. Solar thermal heat, geothermal heat and district energy networks also have grown quickly, albeit starting from a smaller base. Policies to stimulate renewable energy uptake in buildings remain relatively scarce, although many options exist to improve efficiency in new and existing buildings, expand access to electricity and clean cooking, and encourage the use of renewables.

INDUSTRY

The share of renewables in industrial energy demand remains small, particularly in sectors that require high temperatures for processing.

Renewable energy accounts for only around 14.8% of total industrial energy demand and is used mainly in industries with low-temperature requirements for process heat. In heavy industries – iron and steel, cement, and chemicals – renewables accounted for less than 1% of the combined energy demand in 2018.

Bioenergy (mainly biomass) supplies around 90% of renewable heat in the industrial sector, primarily in industries where biomass waste and residues are produced on-site. Renewable electricity accounts for the second largest share (10%) of renewable industrial heat, although it represented only 1% of total industrial heat consumption in 2019. Solar thermal and geothermal technologies accounted for less than 0.05% of total final industrial energy use in 2018.

The COVID-19 pandemic temporarily reduced industrial energy demand, with global bioenergy use in industry falling 4% in 2020. Measures to promote the uptake of renewables in industries received limited attention in COVID-19 stimulus packages, although some countries announced renewable hydrogen strategies or investment plans to support industrial decarbonisation. By the end of 2020, only 32 countries had at least one renewable heating and cooling policy for industry (all of them economic incentives, such as subsidies, grants, tax credits or loan schemes).

TRANSPORT

After falling initially, transport energy demand rebounded by the end of the year. Trends show rising demand and a stagnant share of renewable energy.

The COVID-19 pandemic had significant impacts on the transport sector and its use of renewable energy. Transport activity and energy demand fell sharply in the early months of 2020 but rebounded by year's end. Longer-term trends have shown that growth in energy demand for transport has far outpaced that for other sectors.

Transport remains the sector with the lowest share of renewables, as oil and petroleum products (and 0.8% nonrenewable electricity) continue to meet nearly all global transport energy needs (95.8%). Biofuels and renewable electricity met small shares of those needs (3.1% and 0.3%, respectively). Following a decade of steady growth, biofuel production decreased in 2020 due to the overall decline in transport energy demand, while electric car sales increased 41% during the year. The use of or investment in renewable hydrogen and synthetic fuels for transport increased in some regions but remained relatively minimal.

Overall, the transport sector is not on track to meet global climate targets. Many countries still lack a holistic strategy for decarbonising transport. Such a strategy could greatly decrease energy demand in the sector and thus allow for the renewable share in transport to increase.

POWER

Driven by solar photovoltaic (PV) and wind power, the renewable power sector surged in the second half of 2020 to overcome the pandemic's impacts.

Installed renewable power capacity grew by more than 256 gigawatts (GW) during the pandemic, the largest ever increase. Continuing a trend dating back to 2012, net additions of renewable power generation capacity outpaced net installations of both fossil fuel and nuclear power capacity combined. China again led the world in renewable capacity added, accounting for nearly half of all installations in 2020 and leading the global markets for concentrating solar thermal power (CSP), hydropower, solar PV and wind power.

China added nearly 117 GW, bringing online more renewable capacity in 2020 than the entire world did in 2013 and almost doubling its additions from 2019. By the end of 2020, at least 19 countries had more than 10 GW of non-hydropower renewable capacity, up from 5 countries in 2010. Renewable energy reached a record share – an estimated 29% – of the global electricity mix. Despite these advances, renewable electricity continued to face challenges in achieving a larger share of global electricity generation, due in part to persistent investment in fossil fuel (and nuclear) power capacity.

POLICY LANDSCAPE

Despite the COVID-19 crisis, policy support for renewables generally remained strong throughout 2020.

By the end of 2020, nearly all countries had in place renewable energy support policies, although with varying degrees of ambition. Corporate commitments to renewable energy also increased during the year, led by market-based drivers such as action on climate change and the declining costs of renewable electricity.

While the suite of renewable energy policies implemented during the year was affected in part by the COVID-19 pandemic, it also evolved in response to increased action on climate change, falling costs of renewables, evolving network and system integration demands, and the changing needs and realities of different jurisdictions.

RENEWABLE ENERGY AND CLIMATE CHANGE POLICY

2020 was an important year for climate change policy commitments.

Although the COVID-19 crisis was the central political focus of the year, commitments to climate change mitigation stood out. Overall, 2020 was an important milestone for climate change policy, as many countries' greenhouse gas targets for the year expired. Countries set new targets, and many committed to carbon neutrality.

While some jurisdictions enacted climate change policies that indirectly stimulate the uptake of renewable energy, a growing number adopted comprehensive policies directly linking decarbonisation with increased deployment of renewables. Policy mechanisms implemented in 2020 that can indirectly stimulate interest in renewable energy included fossil fuel bans and phase-outs, greenhouse gas emission reduction targets, and carbon pricing and emission trading systems. In addition, at least six regional, national and state/provincial governments adopted comprehensive, cross-sectoral climate policies that include direct support for renewables.

HEATING AND COOLING IN BUILDINGS

Despite the enormous potential for renewable energy in heating and cooling, policy developments in heating and cooling for buildings in 2020 remained limited, outstripped by policies aimed at electricity generation and transport.

Financial incentives were the most common mechanism used to encourage renewable heating and cooling in buildings in 2020. All such policies enacted or revised during the year were in Europe.

Evidence also points to growing interest in electrification of heating and cooling, which can increase the penetration of renewables in the buildings sector if the electricity used is generated

from renewable sources. In 2020, policy makers in a number of national and sub-national jurisdictions focused rising attention on policies targeting building heating and cooling electrification. Energy efficiency policies also received international attention.

INDUSTRY

Policy developments related to increasing the share of renewables in industry remained scarce in 2020, compared with policies directed at all other end-use sectors.

Although renewable energy solutions for industrial uses are available, they are not yet competitive with fossil fuels, and policy support remains critical for increasing renewables in this sector. However, such support remained rare in 2020. By year's end, only 32 countries had some form of renewable heating and cooling policy for industry (no change from 2019), with financial incentives being the most common form of policy support.

TRANSPORT

Decision makers are focusing increasingly on expanding the use of renewables in the transport sector, with an emphasis on transport electrification.

Although biofuels continue to be a central component of road transport policy frameworks, the electrification of transport received much of the attention in 2020. Policies aimed at transport electrification are not renewable energy policies in and of themselves, but they offer the potential for greater penetration of renewable electricity in the sector, to the extent that the electricity used for charging vehicles is generated from renewable sources.

As in past years, policy makers focused most of their attention on road transport. EV policies became increasingly popular in 2020, although the vast majority of these continued to lack a direct link to renewable electricity generation. However, the number of countries with EV policies that do have a direct link to renewables increased from two to three during the year.

Rail, aviation and shipping still receive much less policy attention than road transport, even though they are the fastest growing transport sub-sectors and account for a rising share of total final energy use in transport.

POWER

As in previous years, the power (electricity generation) sector continued to receive significant renewable energy policy attention in 2020.

The power sector continued to receive the bulk of renewable energy policy attention in 2020, as in previous years. Targets were the most popular form of intervention: by the end of 2020, 137 countries had some form of renewable electricity target, compared with 166 in 2019.

Although feed-in policies remain a widely used policy mechanism for supporting renewable power, in 2020 the shift continued from feed-in policies (set administratively) to competitive remuneration through tenders and auctions. Despite the continued popularity of net metering policies, some jurisdictions began transitioning away from net metering or modified their programmes to charge customers fees for participating.

Financial incentives, while always an important policy tool, were especially important for the power sector in 2020 as a result of the COVID-19 pandemic.

SYSTEMS INTEGRATION OF VARIABLE RENEWABLE ELECTRICITY (VRE)

Many jurisdictions with relatively high shares of renewables are implementing policies designed to ensure the successful integration of VRE into the broader energy system.

The policy push for systems integration of renewables and enabling technologies, such as energy storage, focuses primarily on increasing power system flexibility and control, as well as grid resilience. Policies to advance the integration of VRE focused on market design, improving electricity transmission and distribution system infrastructure, and supporting the deployment of energy storage.

MARKET AND INDUSTRY TRENDS BIOENERGY

Modern bioenergy provided 5.1% of total global final energy demand in 2019, accounting for around half of all renewable energy in final energy consumption.

Modern bioenergy provided 9.5% of the heat required in industry and agriculture in 2019, an increase of around 16% since 2009. Bioenergy also provided 5% of the heat needed for buildings, with this use up 7% over the decade.

Biofuels – mostly ethanol and biodiesel – provide around 3% of transport energy. In 2020, global biofuel production fell 5% due to the impacts of the COVID-19 pandemic on overall transport energy demand. Ethanol production declined around 8%, with an 11% drop in production in the United States, the major producer. Global biodiesel production increased slightly to meet higher blending levels in Indonesia (the world's largest biodiesel producer) and in Brazil, as well as higher demand in the United States.

In the electricity sector, bioenergy's contribution rose 6% in 2020, reaching 602 terawatt-hours (TWh). China remained the largest generator of bio-electricity, followed by the United States and Brazil.

The most notable industry trend was rising investment in hydrotreated vegetable oil (HVO), with a 12% increase in production in 2020. Plans were announced for many additional plants, which could more than quadruple current capacity. HVO production would then exceed that of FAME (fatty acid methyl ester) biodiesel.

GEOHERMAL POWER AND HEAT

Geothermal electricity generation totalled around 97 TWh in 2020, while direct use of geothermal heat reached about 128 TWh (462 petajoules).

An estimated 0.1 GW of new geothermal power generating capacity came online in 2020, bringing the global total to around 14.1 GW. The year saw relatively little growth in capacity compared to recent years (attributed in part to pandemic-related disruption), with almost all new facilities located in Turkey. The United States and Japan added minor amounts of geothermal power capacity in 2020.

Direct use of geothermal energy for thermal (heat) applications is highly concentrated geographically, with only four countries – China, Turkey, Iceland and Japan – accounting for three-quarters of the energy consumed. Direct use has grown at an average rate of nearly 8% in recent years, with space heating being the primary driver. Some of the most active markets lack

access to high-temperature resources and often face higher costs and greater technical challenges to accessing geothermal heat. Countries with noteworthy activity in 2020 included France, Germany and the Netherlands.

The geothermal industry was characterised by project delays and by meagre and highly concentrated market growth. The main focus continued to be on technological innovation, such as new resource recovery techniques and seismic risk mitigation, with the aim of improving the economics, lowering the development risk and strengthening prospects for expanded resource development. However, as in past years, the hopes of expanding geothermal development beyond the relatively few and concentrated centres of existing activity remained largely unmet. High costs and project risks have continued to deter investment in most places, especially in the absence of government support (such as feed-in tariffs and risk mitigation funds), although certain pockets of innovation attracted new investment from established entities in the energy industry.

HYDROPOWER T

The global hydropower market grew in 2020, but China was responsible for more than half of capacity additions.

Despite a 24% increase in capacity additions, driven mainly by China, the global hydropower market did not recover in 2020 after several years of deceleration. The effects of the COVID-19 pandemic were notable, with the market slowing as construction was halted temporarily, component supply chains were disrupted, and energy demand fell. New capacity was an estimated 19.4 GW, raising the total global installed capacity to around 1,170 GW. Global hydropower generation increased 1.5% in 2020 to reach an estimated 4,370 TWh, representing around 16.8% of the world's total electricity generation.

China added 12.6 GW of hydropower capacity in 2020, its largest addition of the previous five years, and regained the lead from Brazil in commissioning new hydropower capacity, followed by Turkey, India and Angola. Pumped storage capacity increased slightly (up 1.5 GW, or 0.9%), with projects in China and Israel, bringing total capacity to 160 GW. Several large pumped storage projects were in the pipeline, including in Australia, Greece, India, Portugal, Scotland and Turkey, in part to support growth in solar PV and wind power.

The hydropower industry continued to face challenges as well as opportunities, with both of these affected by the pandemic-induced recession. Challenges included operational and technical factors, environmental and social acceptability, a global decline in wholesale electricity prices, and adverse climate impacts on hydropower production and infrastructure. Opportunities for industry expansion included technology improvements and increased performance, the remaining untapped potential of smaller resources, synergies with VRE, and increased needs for grid flexibility.

OCEAN POWER

Ocean power represented the smallest portion of the renewable energy market, yet new targets for ocean power capacity were set during the year.

Ocean power represents the smallest portion of the renewable energy market, with most projects focused on relatively small-scale demonstration and pilot projects of less than 1 megawatt (MW). Net additions in 2020 totalled around 2 MW, with an estimated 527 MW of operating capacity at year's end. Ocean power technologies are steadily advancing towards commercialisation, and tidal turbines continued to demonstrate their reliability. However, consistent policy and revenue support remain critical.

Development activity is concentrated primarily in Europe, and particularly off the coast of Scotland, but has increased steadily in China, the United States and Canada. The resource potential of ocean energy is enormous, but it remains largely untapped despite decades of development efforts.

The ocean power industry experienced delays of planned deployments due to COVID-19, and developers redirected their focus to device and project development. Operational tidal turbines continued to generate power reliably and to move towards commercialisation. Across the sector, financial and other support from governments, particularly in Europe and North America, continued to boost private investments in ocean power technologies, especially tidal stream and wave power devices.

SOLAR PHOTOVOLTAICS (PV)

Solar PV had another record-breaking year, adding as much as an estimated 139 GW, for an estimated total of 760 GW.

Pending policy changes drove much of the growth in the top three markets – China, the United States and Vietnam – but several other countries saw noteworthy expansion.

Favourable economics have boosted interest in distributed rooftop solar PV systems. In 2020, growth in this market share was due mainly to a rush of installations in Vietnam in advance of the expiry of the country's feed-in tariff; however, Australia, Germany and the United States also saw significant increases as homeowners invested in home improvements during the pandemic.

South Australia achieved one of the world's highest levels of solar penetration in 2020. The state's power system has become the world's first large-scale system to approach the point at which rooftop solar PV effectively eliminates demand for electricity from the grid.

The solar PV industry rode a roller coaster in 2020, driven largely by pandemic-related disruptions, as well as by accidents at polysilicon facilities in China and a shortage of solar glass. These disruptions, due in large part to heavy reliance on China as the world's dominant producer, combined with concerns about possible forced labour in polysilicon production, led to calls in many countries for the creation of local supply chains.

Despite the multiple challenges, new actors entered the sector. Competition and price pressures continued to motivate investment to improve efficiencies, reduce costs and improve margins.

The solar PV industry has become the major driver of growth in polysilicon production and accounts for a rising share of demand for other resources and materials, such as glass and silver. In most countries, recycling panels at the end of their useful life – as a means to reclaim these resources and minimise associated environmental impacts – is only starting to gain attention.

CONCENTRATING SOLAR THERMAL POWER (CSP)

Despite declining costs, CSP capacity grew in only one country during 2020.

Global CSP capacity grew a mere 1.6% in 2020 to 6.2 GW, with a single 100 MW parabolic trough project coming online in China. This was the lowest annual market growth in over a decade, the result of increasing cost competition from solar PV, the expiry of CSP incentive programmes and a range of operational issues at existing facilities.

More than 1 GW of CSP projects was under construction in the United Arab Emirates, China, Chile and India during the year. The majority of this capacity is based on parabolic trough technology and is being built in parallel with thermal energy storage (TES). At year's end, an estimated 21 gigawatt-hours of thermal energy storage was operating in conjunction with CSP plants across five continents. Global TES capacity, installed mainly alongside CSP, is almost double that of utility-scale battery storage.

During the 2010s, CSP costs fell nearly 50%, the largest decline for all renewable energy technologies, with the exception of solar PV. In many cases, CSP plants are being retrofitted with TES or co-located with solar PV capacity to lower costs and increase capacity values.

SOLAR THERMAL HEATING

An estimated 25.2 gigawatts-thermal (GWth) of new solar thermal capacity was added in 2020, increasing the global total 5% to around 501 GWth.

China again led in new solar thermal installations, followed by Turkey, India, Brazil and the United States. Most large solar thermal markets were constrained by COVID-19-related challenges, and in some cases commercial clients postponed investment decisions. However, the reduction was smaller than expected due to stabilising factors such as ongoing business in the construction sector and higher demand from residential owners, many of whom spent more time at home and invested in infrastructure improvements.

The year was bright for solar district heating in China and Germany, thanks to policy support for green heating technologies. The global solar district heating market also diversified into new markets in Europe (Croatia, Kosovo and Serbia) and Asia (Mongolia). In addition, central solar hot water systems for large residential and commercial buildings sold well in China, Brazil and Turkey. By year's end, at least 471 solar district heating or central hot water systems (at least 350 kilowatts-thermal) were operating worldwide, totalling 1.8 GWth of capacity.

Hybrid, or solar PV-thermal (PV-T), collectors became more popular in several countries. In total, 36 manufacturers worldwide reported PV-T capacity of at least 60.5 megawattsthermal (MWth) (connected to 24 MW-electric), up sharply from 46.6 MWth in 2019.

More collector manufacturers and project developers began offering solar industrial heat (SHIP) solutions to factories worldwide. At least 74 SHIP systems, totalling 92 MWth, started operation globally in 2020, raising the number of facilities in operation 9% to around 891 SHIP plants. Although many technology suppliers reported delays in installation and construction, some megawatt-scale plants were successfully commissioned during the year, including Europe's largest (10.5 MWth), used to heat agricultural greenhouses.

WIND POWER

The wind power market achieved a record-breaking 93 GW of new installations, bringing total capacity onshore and offshore to nearly 743 GW.

China and the United States led the growth in wind power with record years, driven by pending policy changes at the end of 2020 in both countries. Several other countries also reached installation records, while the rest of the world installed about the same amount as in 2019. Wind power accounted for a substantial share of electricity generation in several countries in 2020, including Denmark (over 58%), Uruguay (40.4%), Ireland (38%) and the United Kingdom (24.2%).

Nearly 6.1 GW of capacity was connected offshore for a global total of 35.3 GW. Interest in offshore wind power is increasing – including among corporations looking to sign power purchase agreements (PPAs) – due to the large scale of generation, high capacity factors, fairly uniform generation profiles and falling costs.

The wind industry continued to face perennial challenges that were exacerbated by the pandemic. Despite selling more turbines, even top manufacturers suffered losses for the year, closed factories and laid off workers as the highly competitive market, together with pandemic-related costs and delays, squeezed profit margins further.

In some markets, governments responded by extending policy deadlines, and new policy commitments helped stimulate record investments. For the first time, global capital expenditures committed to offshore wind power during the year surpassed investments in offshore oil and gas.

To diversify in key markets, turbine manufacturers and project developers continued expanding into new sectors, even as new actors – including oil majors – moved further into the wind sector. Manufacturers focused on technology innovation to continuously reduce costs and achieve an ever lower levelised cost of energy. In addition, they expanded their work with other researchers to increase wind turbine sustainability during production and at the end of useful life.

DISTRIBUTED RENEWABLES FOR ENERGY ACCESS (DREA)

Distributed renewables have continued to enable energy access, reaching electricity generation shares as high as 10% in some countries.

By the end of 2019, 90% of the global population had gained access to electricity, although one-third (2.6 billion people) still lack access to clean cooking, relying on mostly traditional use of biomass. Renewables-based electric power systems and clean cooking solutions have played an increasingly important role in improving energy access rates, especially in rural and remote areas where such access remains low. Stand-alone solar systems and renewables-based mini-grids are often the most cost-effective way of electrifying off-grid areas in the developing world, providing power for households and productive uses. Options that help reduce the health and environmental impacts of the traditional use of biomass include improved biomass stoves and fuels, biogas, ethanol, solar cookers and, increasingly, renewables-based electric cooking.

After several years of strong growth, the market for renewables-based energy access systems was negatively impacted by the COVID-19 pandemic. Global sales of off-grid solar systems fell 22% in 2020, with the greatest regional decline in South Asia (51%), while sales in East Africa, the largest market, dipped 10%. Despite the drop in sales, financing for off-grid solar companies increased slightly by 1%. While equity funding fell significantly, debt and grant funding increased.

Although many planned renewables-based mini-grid projects were delayed due to the pandemic, new solar mini-grids were commissioned in several countries specifically to power healthcare

facilities as an emergency response to the crisis. By late 2020, new financing deals were signed for several larger mini-grid developments across Africa.

The clean cooking sector has seen less funding and private sector involvement than the electricity access sector. However, funding for the 25 largest clean cooking companies increased 68% in 2019, to USD 70 million. In 2020, several new large-scale funding initiatives were announced for clean cooking in Africa, where the clean cooking deficit remains the largest. Policy makers in several countries also have focused on clean cooking, setting new targets and developing financial support packages.

INVESTMENT FLOWS

Global investment in renewable energy capacity increased 2% in 2020, resisting the COVID-19-induced economic crisis.

Global new investment in renewable power and fuels (not including hydropower projects larger than 50 MW) totalled USD 303.5 billion in 2020. Developing and emerging economies surpassed developed countries in renewable energy capacity investment for the sixth year running, reaching USD 153.4 billion (a smaller margin than in previous years). Investments for the year rose 13% in developed countries and fell 7% in developing and emerging countries.

Investment in renewables continued to focus on wind and solar power, with solar representing nearly half of global renewable energy investment in 2020, at USD 148.6 billion (up 12%). Investments fell in all renewable technologies except solar power, with wind power falling 6% to USD 142.7 billion (47% of the total). The remaining technologies continued their downward trend, with investment in small hydropower falling to USD 0.9 billion, geothermal to USD 0.7 billion and biofuels to USD 0.6 billion.

COVID-19 economic recovery packages included significant spending to stimulate further investment in renewables. Around 7% of the USD 732.5 billion total announced by 31 governments to support all types of energy was allocated directly to policies favouring the production or consumption of renewables. However, renewable energy investments outlined in recovery packages were still only around one-sixth the level of investments allocated to fossil fuels.

Energy projects represented nearly 60% of all climate finance in 2017 and 2018, averaging USD 337 billion. Climate finance flows from developed to developing countries reached USD 78.9 billion in 2018, of which USD 12.5 billion was allocated to projects targeting energy generation from renewable sources. Multilateral climate funds and multilateral development banks play an important role in providing direct support to developing countries, while climate finance instruments, such as green bonds, hit record levels for a second consecutive year, up 1.1% in 2020 to USD 269.5 billion.

The divestment movement continued its upward trend in 2020, with more than 1,300 institutional investors and institutions worth nearly USD 15 trillion committing to divesting partially or fully from fossil fuel-related assets. Investors increasingly have aligned their portfolios with the emission reduction goals of the Paris Agreement. However, investment in fossil fuel-related companies also has grown, and it is difficult to establish a direct link between divesting from fossil fuels and investing in renewables.

FEATURE: BUSINESS DEMAND FOR RENEWABLES

Businesses are increasing their uptake of renewable energy across power, heating and cooling, and transport needs. Company membership in business coalitions promoting renewable energy procurement surged across all sectors.

Several factors incentivise business demand for renewables. Government policy continues to play a key role, but company-level factors also are becoming prominent. Environmental and ethical considerations encourage companies to adopt renewable energy as part of their broader sustainability or emission reduction goals. Renewables also are increasingly associated with lower costs and a variety of risk mitigation opportunities, thereby driving business demand. Surging membership in coalitions, such as RE100 and EV100, that promote business demand for renewables is also driving corporate uptake.

Businesses source their electricity from renewables in multiple ways, including by generating it themselves (either on- or offsite); procuring it from utilities through direct billing; purchasing environmental attribute certificates from energy suppliers; and signing long-term power purchase agreements with producers. Despite a challenging business year, the new renewable energy capacity that businesses sourced through PPAs increased 18% in 2020, across nearly all regions. North America accounted for the majority of the new capacity procured, and Amazon was the leading corporate power purchaser. Policies to enable cross-border PPAs were under

development in Europe. In the Asia-Pacific region, ongoing challenges to corporate sourcing included regulatory and market barriers and limited or no availability of corporate sourcing mechanisms.

Corporations meet their needs for low-temperature thermal energy through renewables-based electrification, renewable gases, procurement of renewable district heat, and the direct use of geothermal heat, solar thermal heat and modern bioenergy. By the end of 2020, nearly 900 solar thermal systems were supplying industrial process heat, with new projects concentrated in China, Mexico and Germany. In most cases, corporations produce and consume on-site the energy they need for heating and cooling, rather than sourcing it from elsewhere.

Corporations in energy-intensive industrial sectors – such as iron and steel, cement, and chemicals production – use smaller shares of renewables to meet their energy needs. Still, interest in renewable energy procurement in these sectors has grown, and business coalitions emerged on both the demand and supply sides in 2020.

Businesses source renewable energy for their transport needs mainly from biofuels, renewables-based electricity, and renewable hydrogen across the road, rail, maritime and aviation sectors. Electrification of fleet vehicles has become increasingly popular, especially among companies operating in the more than 300 zero-emission zones in cities worldwide. However, the COVID-19 pandemic contributed to a 20% drop in sales and investment in hydrogen-powered transport in 2020, as the demand for hydrogen fuel cell buses fell.

Declining costs have made biofuels an increasingly viable option for corporate procurement in maritime shipping, although their use in this sector is marginal. Interest in renewable hydrogen and ammonia also increased in the maritime transport sector. In 2020, several aviation companies committed to sourcing more-sustainable aviation fuels, while others showed interest in developing electric and hydrogen aircraft.

Anexo 5

República Argentina

Con una superficie de 2.780.400 km² y una población de más de 44 millones de habitantes¹, la República Argentina cuenta con importantes recursos energéticos como el petróleo y gas natural, así como recursos mineros como el oro, la plata y el zinc. Entre los principales energéticos de consumo destacan: la electricidad, el gas natural, el GLP, la gasolina y el diésel.

En base a la información proporcionada por la Dirección de Estadísticas Energéticas de la Secretaría de Energía de Argentina, y a reportes estadísticos de la región, se elaboró el siguiente reporte en el que se presentan los precios de los principales energéticos para los distintos sectores de consumo.

Electricidad

En los últimos años el precio de la electricidad del sector residencial en Argentina ha ido aumentando. Es así como en el año 2016 se registró el precio más bajo, llegando a cerca de 69 USD/MWh y en el 2019 se presenta el precio más alto con 102.50 USD/MWh. Esta diferencia de precios entre el año 2016 y 2019 representa un incremento de casi el 49%. En cuanto a la estructura de precios de la electricidad en el sector residencial, se considera la aplicación del impuesto al valor agregado (IVA) del 21 %.

En cuanto al sector industrial, los precios de la electricidad en los últimos años han sido variables, registrando en el año 2016 el precio más bajo con 51.71 USD/MWh y en el año 2017 el precio más alto, el cual alcanzó los 77.72 USD/MWh, esto representa una diferencia del 50% con respecto al precio del año 2016. Actualmente, el precio de la electricidad en este sector está en 75.91 USD/MWh³ y en su estructura de precios no se aplican impuestos especiales ni el impuesto al valor agregado (IVA).

Gas Natural

Otro de los energéticos importante en la Argentina es el gas natural, y su uso en el sector residencial está relacionado principalmente con la cocción de alimentos y sistemas de calefacción. Durante el periodo 2016-2019 este energético ha presentado precios variables, que van desde 4.34 USD/MBtu hasta 7.29 USD/MBtu. Actualmente el precio del gas natural está en 7.28 USD/MBtu⁴. Para este energético se aplica el impuesto al valor agregado (IVA) del 21 %.

En el sector transporte el gas natural también está presente. En los últimos años este energético ha presentado precios variables, que van desde 12.071 USD/MBtu hasta 15.185 USD/MBtu. Actualmente el precio del gas natural para este sector está en 11.272 USD/MBtu⁵. Al igual que en el sector residencial, al precio del gas natural para el sector transporte se aplica el impuesto al valor agregado (IVA) del 21 %.

En la generación de electricidad, el gas natural también está presente y de acuerdo con la información registrada, su precio se ha reducido desde 3.98 USD/MBtu que se registró en 2018 hasta 2.73 USD/MBtu⁶ valor que se registró en este año. En cuanto a la estructura de precios de este energético, no se registra la aplicación de impuestos especiales ni del impuesto al valor agregado IVA.

GLP

Otro de las importantes fuentes energéticas para el sector residencial es el GLP. En los últimos 4 años sus precios han variado, incrementando su valor desde 0.121 USD/kg valor registrado en 2016 hasta 0.243 USD/kg valor actual. La estructura de precios del GLP para el sector residencial reporta la aplicación de impuestos especiales y del impuesto al valor agregado (IVA) del 21 %

Gasolina

Los precios de la gasolina y diésel son ponderados tomando como referencia ciudad Capital

Entre 2016-2019, el precio de la gasolina premium varió desde 1.12 USD/l hasta 1.35 USD/l, siendo este último el precio más bajo registrado⁷. En la estructura de precios de este energético, se registra la aplicación de impuestos especiales y del impuesto del valor agregado (IVA) del 21 %. Es importante mencionar que, en Argentina, la gasolina es mezclada con biocombustible.

Diésel

En el caso del diésel para el sector transporte, durante el año 2018 se registró su precio más alto con un valor de 1.06 USD/l. Actualmente el precio de este energético alcanza los 0.90 USD/l⁸ y en su estructura de precios se registra la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto del valor agregado (IVA) del 21 %.

República Federativa de Brasil

Con una superficie de 8, 151,759 km² y una población de más de 208 millones de habitantes²⁹ cuenta con grandes fuentes energéticas como el petróleo, gas natural y carbón. Entre los principales energéticos que se consumen en el Brasil están: gas natural, GLP, gasolinas, fuel oil, entre otras.

En base a información recopilada se presenta un análisis y detalle de los precios de los principales energéticos que se distribuyen en el Brasil.

Electricidad

En el sector residencial, los precios de la electricidad han sido variables los últimos años, registrando un mínimo en el 2015 con 165 USD/MWh y un máximo en el 2017 con 208 USD/MWh. Actualmente los precios de la electricidad alcanzan los 187 USD/MWh y en su estructura de precios se registra la aplicación de impuestos especiales.

En el sector comercial los precios en los últimos años registran el mismo comportamiento que para el sector residencial. En la actualidad los precios de este energético están en 169.10 USD/MWh y en su estructura de precios se registra la aplicación de impuestos especiales.

Los precios de la electricidad en los últimos años han sido variables. Actualmente el precio de este energético alcanza los 161.50 USD/MWh y en su estructura de precios se registra la aplicación de impuestos especiales.

GLP

En el sector residencial, el GLP es bastante utilizado. Los precios de este energético han sido variables los últimos años alcanzando su máximo en el 2017 con 1.338 USD/kg. En el año 2018 el precio de este energético registró un valor de 1.326 USD/kg³⁰. En cuanto a la estructura de precios del GLP, se aplican impuestos especiales.

Gasolina

En cuanto a la gasolina regular, los precios en los últimos años han sido bastante estables. En el año 2018 se registró un valor de 1.14 USD/l³¹ y en la estructura de precios de este energético se considera la aplicación de impuestos especiales.

Diésel

En cuanto al diésel, en los últimos años sus precios han sido variables, alcanzando su máximo en el 2015 con 1.06USD/l. En el año 2018 se registró un valor de 0.90 USD/l y en su estructura de precios se aplican impuestos especiales.

En cuanto al fuel oil, en los últimos años este energético ha sufrido un alza considerable en su precio, pasando de 0.40 USD/l en 2015 hasta 0.66 USD/l en 2018. En la estructura de precios de este energético se aplican impuestos especiales.

A manera de resumen, se presenta una tabla con los precios de los principales energéticos de Brasil detallando los impuestos que se aplican para su distribución.

A continuación, se detallan cada uno de los impuestos que se aplican a los distintos energéticos en el Brasil.

Contribución para Financiamiento de Seguridad Social (COFINS):

La aplicación de este gravamen tiene como finalidad financiar el desarrollo social del Brasil. La alícuota de COFINS es del 3% (Ley N° 9.718, de 1998 Artículo 8°).

Contribución para el Programa de Integración Social (PIS) y Contribución para la Formación del Patrimonio del Servidor Público (PASEP):

La alícuota de contribución para el PIS/PASEP – facturación/Ingresos Brutos es de 0.65% (Ley N° 9.715, de 25 de noviembre de 1998, artículo 8, inciso I; MP N° 1.807, de 1.807, de 28 de enero de 1999).

Contribución Provisoria sobre el Movimiento Financiero (CPMF):

La contribución provisional sobre movimientos o transmisión de valores y crédito y dinero de naturaleza financiera (CPMF) incidirá en una alícuota de 0.38%, dispuesta en la Ley N° 9.311, de 24 de noviembre de 1996, modificada por la Ley N° 9.539, de 12 de diciembre de 1997 y sus modificaciones.

Impuesto a la Circulación de Mercancías y a las Prestaciones de Servicios de Transporte Interestatal e Intermunicipal de Comunicación (ICMS):

Este gravamen corresponde al tipo de valor agregado. El ICMS brasileño tiene alícuotas diferentes según el bien enajenado (por ejemplo 25% en el caso de enajenación de productos

suntuarios y un 7% para artículos de primera necesidad) y según el destino territorial del bien enajenado o del servicio prestado (así, por ejemplo, se aplica la tasa del 7% para las operaciones con los estados más pobres y del 12% con los más ricos). En el caso de las importaciones es del 18%

La Parcela de Precio Específica (PPE):

Este impuesto fue reemplazado por la Enmienda constitucional N° 33, de 11 de diciembre de 2001, y la Ley N° 10336 de 19 de diciembre de 2001 por la Contribución de Intervención de Dominio Económico (CIDE) sobre combustibles.

República de Chile

Con una superficie de 756,096 km² y una población de más de 17 millones habitantes³². Chile no cuenta con grandes recursos energéticos como gas natural o petróleo, debido a esto los precios de los energéticos tienen mucha incidencia del entorno internacional del mercado energético. Entre los principales energéticos que se consumen en Chile están: la electricidad, gas natural, gasolina, diésel, entre otros.

Electricidad

En los últimos 5 años, los precios de la electricidad del sector residencial en Chile han sido variables. Este energético ha registrado su precio máximo en el 2014 con 151.51 USD/MWh y su precio mínimo de 127.66 USD/MWh en el 2016. Actualmente, el precio del MWh para el sector residencial está en 129.56 USD. En lo relacionado a la estructura de precios, la electricidad para el sector residencial considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Al igual que en el sector residencial, los precios de la electricidad del sector comercial en Chile han sido variables en los últimos 5 años, registrando su máximo en el 2014 con 162.07 USD/MWh y su mínimo en el 2016 con 136.55 USD/MWh. Actualmente el costo del MWh para el sector comercial está en 138.59 USD. De manera similar que, en el sector residencial, la estructura de precios de la electricidad para el sector comercial considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Los precios de la electricidad para el sector industrial han sido variables en los últimos años registrando su máximo en el 2014 con 103.99 USD/MWh. Actualmente el precio del MWh para

este sector de consumo está en 88.84 USD. Es importante destacar que en la estructura de precios de este energético no se considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA.

Gas Natural

En lo que respecta al gas natural, este energético tiene gran presencia en el sector residencial. En los últimos años los precios del gas natural en Chile han sido variables alcanzando su máximo en el 2014 con 102.71 USD/MBtu y su mínimo en el 2016 con 86.54 USD/MBtu. Actualmente el precio del gas natural para este sector está en 87.83 USD/MBtu. En cuanto a la estructura de precios este energético se considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

GLP

En lo que respecta al GLP, este energético es utilizado principalmente en el sector residencial y los precios de los últimos años han sido variables. En el 2011 el precio del kg de GLP estuvo en 1.11 USD y en la actualidad su precio es de 0.95 USD. De acuerdo con la estructura de precios de este energético, se considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Keroseno residencial

En lo que respecta al keroseno, este energético es utilizado especialmente en el sector residencial. Los precios de este energético han variado durante los últimos 5 años alcanzando su máximo de 1.24 USD/l en el 2014.

Actualmente el precio del keroseno está en 1.06 USD/l, y en su estructura de precios se considera la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Gasolina

En cuanto a la gasolina, en Chile se expenden dos tipos de gasolinas: regular y premium. El precio de la gasolina regular actualmente está en 1.28 USD/l y en su estructura de precios se considera la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

El precio de la gasolina premium actualmente está en 1.36 USD/l y al igual que la gasolina regular en su estructura de precios se considera la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Diésel

En cuanto al diésel para el sector transporte su precio ha fluctuado en los últimos años alcanzando su máximo de 1.17 USD/l en el 2014 y su mínimo de 0.99USD/l en el 2016. Actualmente el precio del diésel está en 1.00 USD/l y en su estructura de precios se aplican tanto impuestos especiales como el impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Carbón

Entre los energéticos que se utilizan en Chile en el sector industrial está el carbón, mismo que actualmente su precio bordea los 71.13 USD/t

En la estructura de precios de este energético no se aplica ningún tipo de impuesto.

A continuación, a manera de resumen, se presenta una tabla con los precios de los principales energéticos de Chile detallando los impuestos que se aplican para su distribución.

De manera detallada a continuación se describen los impuestos que se aplican en el mercado de combustibles en Chile.

Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP):

Establecido por la Ley N° 19.030 de 1991, y la Ley 19.681 de 2000 que la modificó, que tiene como fin disminuir el impacto de las fluctuaciones del precio internacional sobre el precio al consumidor, ya sea con un crédito a favor del consumidor cuando los precios internacionales están altos, o con impuestos cuando los precios están bajos.

Impuesto Específico (I.E):

Acordado por la Ley N°18.502 de 1986, este impuesto grava la importación o la primera venta de gasolina automotriz y de petróleo diesel. Su base imponible está formada por la cantidad de

combustible expresada en metros cúbicos. Los valores fijos establecidos correspondientes a los años 2000 y 2001 fueron establecidos por la ley 19.589, de 14 de noviembre de 1998. A partir del año 2002, estos siguen iguales. Luego se establecen nuevas leyes para bajar los impuestos específicos.

Impuesto al Valor Agregado (IVA):

Convenido por el Decreto Ley N°825 de 1974, reemplazado por Decreto Ley N°1.606 de 1976, este gravamen en Chile es de un 18% y se aplica en cada una de las etapas de producción y comercialización. A partir de octubre del 2003 el Impuestos al Valor Agregado es de 19%

República de Colombia

Situado en la región noroccidental de América del Sur, cuenta con una superficie de 1, 141,748 km² y una población de más de 49 millones de habitantes³³. Entre los principales energéticos que se consumen en Colombia están: gasolinas, keroseno, diésel, GLP y fuel oil.

En base a información recopilada, se presenta un análisis y detalle de los precios de los principales energéticos que se distribuyen en la República de Colombia.

GLP

En el sector residencial, el uso del GLP es importante en Colombia. Los precios en el periodo 2014-2016 han sido variables registrando su máximo en el 2014 con 0.971 USD/kg. En lo que respecta a la estructura de precios de este energético, no se registra la aplicación de impuestos ni de subsidios, sin embargo, de acuerdo con la información reportada, el margen comercial de su distribución es regulado y libre.

Keroseno residencial

Otro de los principales energéticos utilizados en el sector residencial es el keroseno. En el año 2018 el precio de este energético registró un valor de 0.62 USD/l³⁴ y en su estructura de precios se considera la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%. En cuanto al margen comercial, éste es libre.

Gasolina

En cuanto al sector transporte, en Colombia se distribuyen dos tipos de gasolinas: corriente y premium. En el caso de la gasolina corriente, está registró un valor de 0.73 USD/l35 en el año 2018 y en los últimos años sus precios han sido variables. En cuanto a la estructura de precios de este energético se registra la aplicación de impuestos especiales y del impuesto al valor agregado IVA del 19%. Es importante señalar que el margen comercial de este energético es regulado y libre.

En cuanto a la gasolina premium, está registró su valor máximo en el año 2014, alcanzando los 1.19 USD/l. En el año 2018 el precio de este energético fue de 0.96 USD/l36. La estructura de precios de este energético registra la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%. En cuanto al margen comercial de este energético es libre.

Diésel

Precios referenciales en Bogotá

En cuanto al diésel, el precio de este energético durante los últimos años ha sido variable. En el año 2014 registró su máximo con 0.92 USD/l y para el año 2018 su valor fue de 0.69 USD/l37. En la estructura de precios de este energético se registra la aplicación de impuestos especiales y del impuesto al valor agregado IVA del 19%. Al igual que para la gasolina corriente, el margen de comercialización de este energético es regulada y libre.

Fuel oil

En el sector industrial, el fuel oil es un energético ampliamente utilizado. Su precio en los últimos años ha sido variable, registrando su máximo en el 2014 con 0.42 USD/l. En el 2018 su precio alcanzó los 0.39 USD/l y en la estructura de precios de este energético se aplica el impuesto al valor agregado IVA del 19%. En cuanto al margen comercial de este energético es libre.

A manera de resumen, se presenta una tabla con los precios de los principales energéticos de Colombia detallando los impuestos que se aplican para su distribución.

A continuación, se detallan los impuestos que se aplican en el mercado de combustibles en Colombia.

Impuesto al Valor Agregado (IVA):

Es un impuesto de carácter nacional y grava la prestación de servicios y la venta e importación de bienes en el territorio nacional. La tarifa del IVA varía según la clase de bienes o servicios, siendo en general del 16%. Ciertos bienes tienen tarifas diferenciales y otros se encuentran excluidos del impuesto. Para Bogotá existe un IVA diferencial que fluctúa entre 14% y 13%. A partir de febrero 2017 el IVA es un 19%.

Impuesto Global:

Es un valor establecido por la Ley 681 de 2001 que establece un impuesto fijo en moneda nacional para la Gasolina Corriente, el ACPM (diésel) y para Bogotá tiene un impuesto global un poco más bajo. Este es un valor recaudado por el Gobierno Central que normalmente debería destinarlo al mantenimiento de vías.

Sobretasa:

Fue fijada por la Ley 488 de 1998. La sobretasa aplicable es del 20% para la gasolina corriente motor y extra sobre el precio de referencia de venta al público por galón, según lo previsto por la ley: en tanto, para el diésel la sobretasa aplicable es del 6% sobre el precio de referencia de venta al público por galón, dineros a distribuirse entre municipios, departamentos y Gobierno Nacional: Dichos recursos son destinados, entre otros, para la financiación de obras en infraestructuras vial a cargo de las entidades territoriales. Según lo previsto en la Ley 788 de 2002, la sobretasa aplicable para la gasolina motos es del 25% y del 6% para el ACPM (diésel), sobre el precio de referencia de venta al público por galón.

República del Ecuador

Situado en América del Sur cuenta con un área de 256,370 km² y una población de más de 16 millones de habitantes. Entre los principales energéticos que se consumen en Ecuador están: gasolinas, diésel, fuel oil, GLP, entre otros.

En base a información recopilada se presenta un análisis y detalle de los precios de los principales energéticos que se distribuyen en la República del Ecuador.

Electricidad

En los últimos 3 años, los precios de la electricidad en el sector residencial se han mantenido fijos por 105 USD/MWh³⁸. En lo que respecta a la estructura de precios de la electricidad, no se registra la aplicación de ningún impuesto.

En cuanto al sector comercial, al igual que para el sector residencial los precios se han mantenido fijos en los últimos años. El precio de la electricidad para el sector comercial registra un valor de 103 USD/MWh³⁹ y en su estructura de precios no se aplica ningún impuesto.

En cuanto al sector industrial los precios de la electricidad han sufrido un ligero cambio en los últimos años, pasando de 90 USD/MWh a 80 USD/MWh⁴⁰. En cuanto a la estructura de precios de este energético, no se registra la aplicación de ningún impuesto.

GLP

En el sector residencial, el consumo de GLP es importante y su precio se ha mantenido estable en los últimos años, ya que el mismo es regulado. El precio del GLP para uso residencial está en 0.11 USD/kg y en su estructura de precios se aplica el impuesto al valor agregado IVA del 12 %.

Gasolina

En el sector transporte, se expenden dos tipos de gasolinas: extra y premium. En el caso de la gasolina extra, su precio se ha mantenido estable en los últimos cinco años, con una pequeña alza en el año 2018. El precio de este energético es de 0.40 USD/l y en la estructura de precios se aplica el impuesto al valor agregado IVA del 12 %.

Los precios de la gasolina premium en los últimos tres años han incrementado su valor. El precio de la gasolina premium es de 0.69 USD/l y en su estructura de precios se aplica el impuesto al valor agregado IVA del 12 %.

Diésel

En cuanto al diésel para el sector transporte, sus precios se han mantenido constante en los últimos cinco años. El precio de este energético es de 0.28 USD/l y en su estructura de precios se aplica el impuesto al valor agregado IVA del 12%.

Fuel oil

El fuel oil es un energético importante para el sector industrial en Ecuador. Sus precios han ido cayendo los últimos años registrando en el 2018 un valor de 0.14 USD/l. En cuanto a la estructura de precios de este energético se registra el pago del impuesto al valor agregado IVA del 12 %.

A fin de conocer en detalle los impuestos que rigen a los distintos combustibles en el Ecuador, a continuación se listan los principales impuestos al sector energético.

Impuesto al Valor Agregado (IVA):

Este impuesto grava la circulación interna de bienes, la prestación de servicios dentro del territorio Nacional y la introducción de bienes al país. La tasa general es del 12%.

República del Perú

Situada en América del Sur tiene una población de 1, 285,220 km² con una población de más de 32 millones de habitantes.

Entre los principales energéticos que se comercializan en el Perú tenemos: GLP, keroseno, fuel oil, gasolinas y diésel.

GLP

El sector residencial en Perú es un importante consumidor del GLP. Los precios de este energético han sufrido algunas variaciones los últimos años. Actualmente el precio de este energético registra un valor de 1.16 USD/kg⁶¹. En la estructura de precios se registra la aplicación del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Fuel oil

En el sector residencial, el consumo de fuel oil es bastante importante. Actualmente el precio de este energético está en 0.48 USD/l. En la estructura de precios de este energético se considera la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Gasolina

En cuanto a la comercialización de gasolinas, en Perú se distribuyen dos tipos de gasolinas: regular y premium. Actualmente el precio de la gasolina regular está en 0.95 USD/l. En los últimos cinco años el precio máximo de este energético registró un valor de 1.21 USD/l (año 2014).

En cuanto a la gasolina premium, el precio de este energético está en 1.12 USD/l. En la estructura de precios de este energético se registra la aplicación de impuestos especiales, así como del impuesto al valor agregado IVA del 19%.

Diésel

Otro energético importante en el sector transporte es el diésel. Actualmente su precio es de 0.94 USD/l y en su estructura de precios

A continuación, se describen cada uno de los impuestos que se aplican para la comercialización de combustibles en el Perú.

Impuesto al Rodaje. Grava el consumo de combustibles utilizado en el sector de transporte automovilístico, exceptuando entre estos al diésel. El porcentaje asciende al 8% sobre el precio neto ex-refinería del combustible.

Impuesto selectivo al consumo. Grava de manera diferenciada el consumo de un determinado combustible. Este impuesto se viene aplicando en Soles/Galón. Establecido por Decreto Supremo N° 025-98-EF, publicado el 12 de marzo de 1997, establece montos fijados para cada tipo de combustibles. Mediante el Decreto supremo N° 2122001-EF de fecha 02 de noviembre del 2001

2005 se modifican los valores ISC aplicable a gasolinas motores y gasoils. El 10 de septiembre de 2005 mediante D.S. N° 115-2005-EF, se modifican los ISC aplicable a las gasolinas para motores, keroseno, carboreductores y gasoil. El 13 de abril de 2006 mediante D.S. N° 044-2006-EF, se modifica el ISC aplicable a gasolinas para motores, keroseno y gasoil. El 14 de agosto de 2006 mediante el D.S. N° 135-2006-EF se modifica el ISC aplicable a los bienes contenidos en el nuevo Apéndice III del TUO de la Ley General a las Ventas e ISC (gasolina motor, gasoil y keroseno). En Julio del 2011 se Modifican ISC en aplicación del D.S. N° 097-2011-EF. El 9 mayo2018 se modifica el Impuesto selectivo al consumo mediante el Decreto Supremo N° 091-2018-EF, N° 092-2018-EF, N° 093-2018-EF, N° 0942018-EF y N° 095-2018-EF

Impuesto general a las ventas. El Impuesto General a las Ventas, es un impuesto al consumo general, que grava en el país de bienes muebles, la importación de bienes, la prestación o utilización de servicios en el país, etc. La tasa general del IGV corresponde a un 18%. A partir de Julio del 2003 el IVA corresponde a un 19%.

Anexo 6

CO2 EMISSIONS

We are asked to make a simple model of the emissions of CO2 in the atmosphere. The model needs to be generic and adaptable afterwards to a determined period and geographical system. We are asked to base our model on the 'Identity of Kaya'

The 'Identity of Kaya' says that the emissions of CO2 are equal to the Gross Domestic Product or GDP (€) by the Intensity of Energy (Kw/€) and by the Vector of Energy Production (CO2/Kw).

$CO_2 \text{ (tm)} = GDP \text{ (€)} \times \text{Intensity of energy (Kw/€)} \times \text{Vector of Energy Production (CO}_2\text{/Kw)}$

The intensity of the energy is the quantity of energy demanded by each unit of annual GDP. We can calculate the total energy demanded based on the GDP.

Vector of Energy Production includes the emissions of CO2 for every Kw of energy produced, and the distribution in percentages of the different sources of energy: coal, fuel, gas nuclear and renewable (hydroelectric, eolic and others). In this way we can calculate the emissions of CO2 based on the energy needed and the Vector of Energy Production.

With the intention of fixing some initial parameters, it is indicated that the emission of CO2 by the Kw produced is high with coal, medium with fuel and low with gas. There are no significant emissions with the other sources of energy. On the other hand, the Vector of Energy Production is formed by 50% fuel, 30% by nuclear and 10% by gas and the rest in equal measure between coal and renewable energy.

It is requested that the model allows, as well as introducing different scenarios of the GDP, the possibility of introducing improvements both in the efficiency of the Energy Intensity and in the emissions of CO2 per unit Kw produced from the different sources of energy.

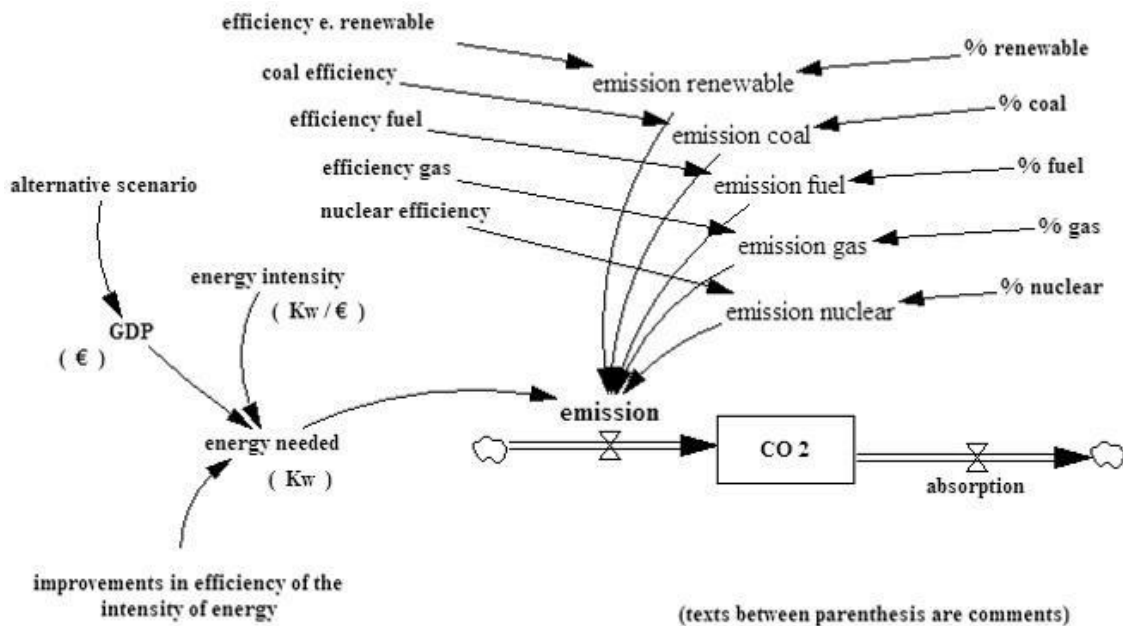
We want to create a model that gathers all these aspects and that ensures that the level of CO2 in the atmosphere will be constant. The following scheme is proposed:

$$\text{Emission} = \text{GDP} \times \text{Energy Intensity} \times \text{Vector of Energy Production}$$

Being the respective measure units:

$$\text{CO}_2 = \text{€} \times \text{Kw/€} \times \text{CO}_2/\text{Kw}$$

The model allows us to gather the identity of Kaya, in order to calculate the emissions of CO2 based on the energy needed and on the Vector of Energy Production. The model also allows us to introduce the generic parameters that are indicated to us.



This is a model about emissions which are a Flow. A stock has been added corresponding to the total quantity of CO2 in the atmosphere, although this is not strictly necessary. We can observe with the parameters indicated to us that the quantities of emissions are maintained constant, the same as the parameters used.

We define these controls in Model – Settings

TIME STEP = 1

INITIAL TIME = 1900

FINAL TIME = 2100

(01) % coal = 0.05

(02) % fuel = 0.5

(03) % gas = 0.1

(04) % nuclear = 0.3

(05) % renewable = 0.05

(06) absorption= 12500 Units: CO2/Year

(07) alternative scenario = 1

(08) CO 2= +emission-absorption, Initial value: 10000000

Units: CO2

(09) coal efficiency = 3 Units: CO2/Kw

(10) efficiency e. renewable = 0 Units: CO2/Kw

(11) efficiency fuel = 2 Units: CO2/Kw

(12) efficiency gas = 1 Units: CO2/Kw

(13) $\text{emission} = \text{energy needed} * (\text{emission coal} + \text{emission fuel} + \text{emission gas} + \text{emission nuclear} + \text{emission renewable})$ Units: CO2/Year

(14) $\text{emission coal} = \% \text{ coal} * \text{coal efficiency}$ Units: CO2/Kw

(15) $\text{emission fuel} = \% \text{ fuel} * \text{efficiency fuel}$ Units: CO2/Kw

(16) $\text{emission gas} = \% \text{ gas} * \text{efficiency gas}$ Units: CO2/Kw

(17) $\text{emission nuclear} = \% \text{ nuclear} * \text{efficiency nuclear}$ Units: CO2/Kw

(18) $\text{emission renewable} = \% \text{ renewable} * \text{efficiency e. renewable}$ Units: CO2/Kw

(19) $\text{efficiency nuclear} = 0$ Units: CO2/Kw (20) $\text{energy intensity} = 10$ Units: Kw/€ (21) $\text{energy needed} = \text{GDP} * \text{energy intensity} * \text{improvements in efficiency of the intensity of energy}$ Units: Kw (22) $\text{GDP} = 1000 * \text{alternative scenario}$ Units: € Business as Usual.

(23) $\text{improvements in efficiency of the intensity of energy} = 1$

IDENTIDAD DE KAYA

El cambio climático por causas antropogénicas es una evidencia científica según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (5° Informe IPCC). El reciente Acuerdo de París adoptado en la COP21 (diciembre de 2015) demuestra que no es sencillo llegar a acuerdos, pues se entremezclan factores energéticos, económicos, sociales y ambientales ¿Cómo se puede analizar este problema global? El ingeniero japonés Yohichi Kaya lo hizo partiendo de una identidad referida al más representativo de los gases de efecto invernadero, el CO2 (36.000 millones de toneladas de emisión en 2015).

Consideremos las emisiones globales. Es una evidencia que $\text{CO}_2 = \text{CO}_2$. Pero si el segundo miembro de esta identidad lo multiplicamos y dividimos a la vez por cantidades iguales esta no se altera. Si lo hacemos con la población (P), el Producto Interior Bruto (PIB) y la energía consumida (E), la identidad inicial la podemos escribir como:

$$\text{CO}_2 = P \times [\text{PIB} / P] \times [\text{E} / \text{PIB}] \times [\text{CO}_2 / \text{E}]$$

Y la lectura de esta identidad puede efectuarse de manera que las emisiones globales equivalen al producto de la población, por el nivel de vida (renta per cápita), por la intensidad energética para alcanzar el PIB (rendimiento energético del sistema productivo) y por el factor de emisiones del sistema energético.

Para que el primer miembro de la identidad sea $CO_2 = 0$, basta que uno de los cuatro factores del producto del segundo miembro sea cero, lo cual no es realista. Sí podemos analizar en particular cada factor:

Es necesaria una acción didáctica y transparente enfocada a la ciudadanía

Población (P) – El crecimiento demográfico es indiscutible. La proyección de la población actual de aproximadamente 7 mil millones alcanzará los 9 mil millones en el año 2050.

Nivel de vida (PIB/P) – Los países pobres y en desarrollo aspiran a las comodidades del mundo desarrollado que, a su vez, aumenta sus exigencias. Hoy en día el 18 % de la población del mundo, 1.300 millones de personas, carecen aún de energía eléctrica. El PIB seguirá creciendo.

De querer disminuir las emisiones de CO₂, el incremento que producen estos dos primeros factores tiene que contrarrestarse con un mayor decremento de los dos últimos: de la intensidad energética de la economía (E/PIB), menos energía por unidad de PIB, y de las emisiones de gases invernadero del sistema energético (CO₂/E), abandono de energías fósiles por renovables y nuclear que no emiten CO₂. A este respecto, el ecólogo James Lovelock, creador de la hipótesis Gaia, acepta la energía nuclear como remedio para conseguir una rápida disminución del CO₂ y evitar los efectos nocivos del cambio climático, basado en su escepticismo para llegar a tiempo de acuerdo exclusivamente con las energías renovables. Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) también estudia en sus programas acciones directas contra las emisiones de CO₂ del sistema energético mediante el denominado almacenamiento y secuestro de carbono.

Ante este panorama poco alentador, cualquier medida al respecto ayuda: acudir al cambio de hábitos mediante el ahorro, la transición del sistema productivo mediante modelos más eficientes y el abandono de los combustibles fósiles. La citada AIE es poco optimista, pues sus proyecciones constatan un aumento global de emisiones hasta 2040, a pesar de los esfuerzos de los sectores tecnológicos en innovar.

El futuro energético es responsabilidad de todos, pero es necesaria una acción didáctica y transparente enfocada a la ciudadanía por parte de los Gobiernos mundiales para poder establecer medidas que pongan remedio al principal desafío global de la humanidad.

BIOFUELS EXPLAINED BIOMASS-BASED DIESEL AND THE ENVIRONMENT

Biodiesel burns much cleaner than petroleum diésel

Biodiesel is nontoxic and biodegradable. Compared to petroleum diesel fuel, which is refined from crude oil, biodiesel combustion produces fewer air pollutants such as particulates, carbon monoxide, sulfur dioxide, hydrocarbons, and air toxics. Nitrogen oxide emissions from burning a gallon of biodiesel may be slightly higher than emissions from burning a gallon of petroleum diesel.

ELECTRIC VEHICLES

Electric vehicles are an important end-use for renewable energy, as they allow the displacement of fossil fuels in key transport modes, mainly in road and rail transport. On the demand side, EVs achieve a double benefit: not only are they more energy efficient than vehicles with internal combustion engines, but the required electricity can be supplied more readily from a wide variety of renewables. Allowing and interrupting the battery charging to coincide with renewable power generation could help integrate larger shares of VRE.¹³⁴ On the supply side, technology such as vehicle-to-grid can turn EVs into energy storage devices, allowing batteries to store energy from the electricity grid during off-peak periods and then to discharge it back to the network when it is most needed, increasing the overall flexibility of the grid.¹

In 2020, key developments continued to focus on electric cars (passenger EVs), whereas electrification efforts for marine vehicles and aviation remained limited.¹³⁶ The rise in the number of EVs can be explained by the favourable support policy context (e.g., fiscal incentives, tightening of emission standards, support for charging infrastructure) and by the benefits such vehicles offer.¹³⁷ Consumers in Europe and the United States remained attracted, by order of importance, to the environmental benefit, the economic savings, the ease of driving and the novelty value of owning new technology.

ELECTRIC VEHICLE MARKETS

While global car sales decreased in 2020 – falling 14% from the previous year, according to preliminary market data – global sales of electric cars (including both battery electric vehicles and plug-in hybrids) resisted the COVID-19-induced downturn with 2.9 million units sold, up 41% from 2019.¹³⁹ Among other factors, this is attributed to favourable existing policies, lower battery costs and the fact that EV buyers are mainly from high-income households, which tended to be less affected by the crisis.¹⁴⁰ As a result, the market share of electric cars in new car sales reached 4.6% in 2020, surpassing the 2019 record of 2.7%, and the global stock of electric cars grew to exceed 10 million units.

Europe was the only market that did not experience lower electric car sales during the first half of 2020 – showing a 55% increase – whereas global EV sales were on average 15% lower due to lockdown measures that affected both the supply and demand.¹⁴² For the full year, electric car sales in Europe were up 142% compared to 2019 (reaching almost 1.4 million units), surpassing China for the first time since 2015 (with 1.16 million units sold, only a 9% increase). The United States occupied the third position with 296,000 units sold despite a 10% decrease compared to 2019.¹⁴⁴ Japan and Australia were the only major markets where the EV market declined more than overall car sales in 2020.¹⁴⁵ Norway remained the leading country in EV market share (75% in 2020), followed by Iceland (52%) and Sweden (32%).

As of the end of 2020, around 290 million electric two- and three-wheelers were on the road globally.¹⁴⁷ Around one-third of all units sold during the year were electric, and 99% of new registrations were in China, with most of the rest also in Asia.¹⁴⁸ The Indian market fell 5.5% in 2020, with more than 25,000 electric two-wheelers sold.¹⁴⁹ While still being a minor market, the European market grew rapidly (up 30%).¹⁵⁰ Electric micro-mobility (particularly e-bikes) increased greatly in the second half of 2020, benefiting from the implementation of new bike lanes and other mobility measures; in the United States, e-bike sales more than doubled for the year.

China remained the main electric bus market in 2020 (up 9% in 2020) and accounted for 99% of global sales from 2016 to 2020; however, adoption of the buses increased worldwide, especially in Europe (up 7%).¹⁵² Electric buses were the second largest category of EV spending (based on preliminary sales data and estimated vehicle prices) after private vehicles.¹⁵³ Still, annual spending in this sector continued its downward trend, totalling USD 11 billion in 2020 (down 48% since 2016).¹⁵⁴ This was due mainly to changing market dynamics in China, specifically a

reduction in e-bus prices, combined with a decrease in purchase subsidies and market saturation in large cities, which slowed annual sales.

Around 4,000 electric buses (including battery electric, plug-in hybrid, trolley buses and fuel cell buses) were circulating in Europe, representing 1% of the total fleet.¹⁵⁶ Around 2,100 new electric buses were registered in 2020, up 22% from 2019.¹⁵⁷ Denmark led in the market share of new e-buses (78%), followed by Luxembourg (67%) and the Netherlands (65%).¹⁵⁸ In Latin America, 2,000 buses – less than 1% of the region's fleet – were electric in 2020, despite steady interest and the fact that Santiago, Chile has the largest number of electric buses of any city outside of China (400 added in 2020 for a total stock of more than 800).¹⁵⁹ Bogotá (Colombia) added 470 electric buses in 2020 and placed an order for 596 more.

In North America, only 580 new electric buses were registered in 2020, down nearly 15% from 2019.¹⁶¹ California leads in US deployment due to the state's commitment to buy only electric buses (battery electric or fuel cell) from 2019 onwards.¹⁶² India increased electric bus registrations 34% to 600 in 2020.

Alongside the increased adoption of EVs, charging infrastructure is expanding as well. Investment in EV charging infrastructure has surged since 2016 and constituted a small portion of the spending on new cars in 2020 (USD 4.1 billion in public charging and USD 2.1 billion in home charging).¹⁶⁴ The number of public charging stations installed globally totalled 1.3 million in 2020, up 45% from the previous year, with most of the infrastructure built in China and Europe.

In China, an estimated 10,000 new public and private charging stations were installed monthly in 2020, due mainly to the government response to the COVID-19 crisis, which included high investments in charger installation to stimulate the economy.¹⁶⁶ China had a total of around 810,000 chargers as of 2020, followed by Europe with 288,000 chargers.¹⁶⁷ The United States had only around 100,000 total charging stations due to a lack of public support and incentives.¹⁶⁸ Canada allocated funds in its COVID-19 recovery plan towards deploying charging stations to accelerate EV use.

Globally, all urban and high-speed rail networks are electric, and in 2019 around 75% of conventional (not high-speed) passenger rail activity used electricity.¹⁷⁰ The electrification of conventional rail continued in 2020: India announced its commitment to a 100% electrified railway network by 2023, and Russian Railways announced new electrification of freight routes in the country, despite the fact that 86% of cargo volumes in the Russian Federation are already

served by electric trains.¹⁷¹ The United Kingdom also continued the electrification of its railways, with 251 kilometres electrified between 2019 and 2020.

ELECTRIC VEHICLE INDUSTRY

In 2020, the leading manufacturers of passenger EVs globally were (by number of units produced) Tesla (US), Volkswagen (Germany), General Motors (US), R-N-M Alliance (France/Japan), Hyundai (Republic of Korea), BYD (China), BMW (Germany), Daimler AG (Germany), PSA (France) and Volvo (Sweden). Tesla became the first automaker globally to produce 1 million electric cars, and its Model 3 became the all-time best selling EV, replacing the Nissan LEAF.

In the European market, Renault (France) has a significant presence, with its Zoe model replacing Tesla's Model 3 as the best-selling battery electric car in Europe in 2020.¹⁷⁵ In China, three start-ups experienced a surge in sales in 2020: Nio (one of the best-performing US-listed Chinese companies in 2020) and Xpeng doubled their sales compared to 2019, while LiAuto saw a 150% increase.

In 2020, traditional automakers continued announcing plans to shift production to EVs. Volvo started manufacturing its first fully electric car late in the year and said that half of the company's global sales would be fully electric by 2025.¹⁷⁷ General Motors announced plans for 40% of its models to be electric by 2025 and for all of its new light-duty vehicles to be zero-emission by 2035, while Jaguar (UK) committed to being a fully electric car manufacturer by 2025.

Both GM and Jaguar plan to include sport-utility vehicle (SUV) models in their electric transition (with the Hummer and Jaguar, respectively). Overall, nearly all major auto manufacturers – including Audi, Ford, Honda, Hyundai and Volkswagen – already have (or have announced) new electric SUVs in the coming years. By 2020, 44% of EV models available worldwide were SUVs. The increased offering of electric SUVs (100 models globally in 2019) compared to fossil-fuelled SUVs (180 models in 2019) is not yet reflected in sales, as the vast majority of SUVs sold (97%) are still fossil-fuelled.

In total, 160 new EV models (battery electric and plug-in hybrid) were launched in 2020, mainly in China (77 models, 61 of them fully electric) and Europe (65 models, 30 of them fully electric). Manufacturers in North America came in a distant third, launching only 15 new models.

In 2020, seven truck manufacturers, including Daimler (Germany), Ford (US), Scania and Volvo (both Sweden), signed a pledge to stop selling diesel-fuelled trucks by 2040, a decade earlier than previously planned – focusing instead on the development of hydrogen battery and clean fuel technologies.¹⁸⁴ Meanwhile, Daimler’s Mercedes-Benz abandoned its hydrogen car programme due to high costs and a lack of market interest.

Several joint ventures were established in 2020, including Marathon Motor Engineering, a company created between Hyundai and Olympic champion Haile Gebrselassie, which began assembling the all-electric Hyundai Ioniq in Ethiopia.¹⁸⁶ Other joint ventures focused on the production of specific equipment for EVs. They included, among others: LG Electronics’ association with the supplier Magna International to manufacture e-motors, inverters and onboard chargers; the launch of Automotive Cells Company, a battery manufacture created by Total and PSA (both France); and Volkswagen’s acquisition of a more than 25% stake in Guoxuan High-tech Co Ltd, a Chinese battery manufacturer, in order to boost the German automaker’s market penetration in China.¹⁸⁷ In Japan, seven companies established the e5 Consortium, aiming to develop zero-emission electric ships.

Innovation in the EV battery industry, and in particular in lithiumion batteries, was the main driver of technological progress in the electricity storage area. Significant cost reductions were achieved due to an increase in manufacturing production, growth in battery EV sales and the introduction of new pack designs. (p See Energy Storage Industry section in this chapter.) With the sharp drop in battery costs (down 89% between 2010 and 2020) and depending on the automaker and location, EVs are nearing the cost (with the same margin for automakers) of comparable petrol-powered vehicles (cost parity is projected to occur by 2023). Tesla announced its ambition to produce EV batteries using cobalt-free cathodes, since reducing the use of this costly material would make EVs more affordable.

New charging technologies, crucial for mass adoption of EVs, also experienced significant developments. Wireless charging has been piloted in various cities – including in UK cities to charge taxis and in US cities to charge electric buses – and China announced a national standard for the technology. Other charging innovations include pop-up pavement chargers (an innovation of the start-up Urban Electric Networks, which concluded a successful trial period in 2020 and planned to start commercial production in 2021); electrified roads (transmitting energy directly to EVs); and lamp-post charging (such as London’s “electric avenue”, where 24 lamp-posts were converted by Siemens of Germany into charging units).

In the United States, more than 35 utility-run managed charging demonstration projects were developed in 2019, in order to balance grid loads by changing customer behaviour or controlling charging time, scale and location. Innovation also occurred in battery charging speeds, helping to reduce a key barrier for EV adoption; StoreDot (Israel) developed EV batteries that can be fully charged in just five minutes, using organic compounds combined with nano-materials.

In 2020, around 80 vehicle-to-grid projects (mostly pilots) were in place mainly in Europe (51) and the United States (20), involving more than 6,700 EV chargers. Only six projects were initiated during the year, involving 195 chargers, down from 9 projects started in 2019.

Pilot projects for hydrogen-fuelled trains are under way in the United Kingdom and Scotland as a means to decarbonise the regional railway network.¹⁹⁹ Using hydrogen could be a less expensive option than electrifying the UK's rail system because existing diesel trains can be retrofitted to be hydrogen powered.²⁰⁰ For shipping, Japan created an academic and corporate consortium to research integrating renewable hydrogen production systems in cargo ships to power them during low-wind periods.

Electric aviation remains pre-commercial, with Rolls-Royce (UK) developing the fastest all-electric aircraft and Airbus (France) developing electric and hybrid-electric propulsion for commercial aircraft and partnering with Air Race E, the world's first allelectric aeroplane race.²⁰² Start-up Wisk continued to progress towards passenger trials of its autonomous air taxi service in New Zealand.

Energy in 2020: the year of COVID

This is the 70th anniversary of the bp Statistical Review – something we are incredibly proud of.

Since it was first published in 1952, the Statistical Review has provided a constant source of objective, comprehensive – and, most importantly – trusted data to help industry, governments and commentators make sense of developments in global energy markets.

Over those 70 years, the Statistical Review has borne witness to some of the most dramatic episodes in the history of the global energy system: the Suez Canal crisis in 1956, the oil embargo of 1973, soon followed by the Iranian revolution in 1979, and more recently, the Fukushima disaster in 2011.

All moments of great turmoil in global energy. But all pale in comparison to the events of last year.

Most importantly, the pandemic that engulfed the world last year is a humanitarian tragedy. As of the beginning of July, close to four million people were reported to have died as a result of COVID-19. The true number is likely to be far higher, and it continues to rise.

The pandemic also led to huge economic loss. Global GDP is estimated to have fallen by over 3.5% last year – the largest peacetime recession since the Great Depression. The IMF estimate that around 100 million people have been pushed into poverty as a result of the virus. And the economic scarring from the pandemic – especially for the world’s poorest and least developed economies – is expected to persist for many years after the virus is brought under control. Long COVID can take many different forms.

For the global energy system, the combination of the pandemic, together with efforts to mitigate its impact, led to developments and outturns unmatched in modern peacetime.

For energy, 2020 was a year like no other.

The aim in this analysis is to use the new Statistical Review data to try to shed light on those developments, focusing on three key questions.

First, over the past year, we have been bombarded with daily headlines of unprecedented developments and volatility. Standing back from all the noise, what exactly happened last year in the world of energy and how surprising was it?

Second, the global pandemic was the mother of all stress tests. Engineers will tell you that we can learn a lot from how systems behave under extreme pressure. In That spirit, what have we learnt from the response of the global energy system to the COVID-19 crisis?

And finally, this all took place against a backdrop of increasing societal and political demands for an accelerated transition to a net zero energy system. Indeed, Glasgow in Scotland was due to host COP26 last year – arguably the most important UN climate conference since Paris. In the event, the conference had to be delayed until November 2021.

So, as we prepare for Glasgow, what lessons can we draw from the past year – and, more generally, from the developments since Paris – for the challenges and opportunities for this year’s COP?

Energy in 2020: what happened and how surprising was it? Starting first with what actually happened last year and how surprising was it? The headline numbers are dramatic: world energy demand is estimated to have fallen by 4.5% and global carbon emissions from energy use by 6.3%.

These falls are huge by historical standards – the largest falls in both energy demand and carbon emissions since World War II. Indeed, the fall of over 2 Gt of CO2 means that carbon emissions last year were back to levels last seen in 2011.

It’s also striking that the carbon intensity of the energy mix – the average carbon emitted per unit of energy used – fell by 1.8%, also one of the largest ever falls in post-war history.

Total North America	113.50	113.49	111.14	113.92	114.88	114.04	113.85	114.40	117.92	116.90	107.90	-8.0%	0.6%	19.4%
Argentina	3.23	3.34	3.46	3.59	3.59	3.66	3.63	3.64	3.59	3.38	3.15	-7.1%	0.8%	0.6%
Brazil	10.95	11.46	11.67	12.10	12.38	12.20	11.89	12.04	12.12	12.42	12.01	-3.6%	2.2%	2.2%
Chile	1.33	1.44	1.48	1.49	1.46	1.50	1.57	1.58	1.64	1.68	1.61	-4.9%	2.4%	0.3%
Colombia	1.44	1.48	1.59	1.60	1.68	1.70	1.78	1.82	1.85	1.91	1.77	-7.7%	3.4%	0.3%
Ecuador	0.55	0.59	0.62	0.64	0.67	0.67	0.66	0.69	0.73	0.74	0.65	-13.6%	4.1%	0.1%
Peru	0.81	0.90	0.93	0.94	0.97	1.02	1.09	1.11	1.17	1.19	1.00	-16.1%	5.2%	0.2%
Trinidad & Tobago	0.84	0.83	0.81	0.83	0.82	0.80	0.71	0.75	0.71	0.71	0.62	-12.5%	-0.9%	0.1%
Venezuela	3.36	3.44	3.61	3.65	3.47	3.43	2.99	2.93	2.47	1.95	1.44	-26.3%	-5.6%	0.3%
Other S. & Cent. America	3.67	3.79	3.84	3.84	3.84	4.01	4.21	4.20	4.29	4.35	3.95	-9.3%	1.9%	0.7%

Total North America	45.15	37.98	12.52	8.59	6.14	6.52	116.90	39.27	37.11	9.91	8.35	6.22	7.04	107.90
Argentina	1.15	1.68	0.03	0.08	0.33	0.12	3.38	1.03	1.58	0.03	0.09	0.27	0.13	3.15
Brazil	4.81	1.29	0.65	0.14	3.55	1.99	12.42	4.61	1.16	0.58	0.14	3.52	2.01	12.01
Chile	0.76	0.23	0.31	-	0.19	0.18	1.68	0.69	0.22	0.30	-	0.18	0.21	1.61
Colombia	0.68	0.48	0.20	-	0.48	0.06	1.91	0.55	0.50	0.27	-	0.39	0.05	1.77
Ecuador	0.49	0.02	-	-	0.22	0.01	0.74	0.40	0.02	-	-	0.22	0.01	0.65
Peru	0.54	0.30	0.03	-	0.28	0.04	1.19	0.40	0.25	0.02	-	0.27	0.05	1.00
Trinidad & Tobago	0.08	0.63	-	-	-	+	0.71	0.08	0.54	-	-	-	+	0.62
Venezuela	0.59	0.92	+	-	0.43	+	1.95	0.48	0.68	+	-	0.28	+	1.44
Other S. & Cent. America	2.74	0.33	0.23	-	0.76	0.29	4.35	2.37	0.29	0.28	-	0.72	0.29	3.95

Carbon

Total North America	6499.9	6376.1	6129.4	6316.1	6320.5	6211.0	6094.5	6065.2	6219.4	6067.1	5348.1	-12.1%	-0.4%	16.6%
Argentina	168.8	174.8	183.7	189.4	189.5	192.8	191.5	189.7	187.5	175.8	164.1	-6.9%	0.9%	0.5%
Brazil	403.1	427.2	445.7	485.8	508.0	490.7	454.1	460.6	445.5	444.9	417.5	-6.4%	2.2%	1.3%
Chile	76.1	87.0	89.4	91.2	88.5	89.0	94.2	92.5	93.1	94.7	87.7	-7.6%	2.4%	0.3%
Colombia	73.4	70.5	79.0	82.3	87.3	88.3	92.7	86.7	88.6	94.9	92.7	-2.6%	3.4%	0.3%
Ecuador	33.1	33.8	35.2	38.1	40.4	39.6	37.7	36.4	38.8	37.5	30.7	-18.4%	2.6%	0.1%
Peru	40.8	45.4	46.4	47.3	48.4	50.8	55.3	54.2	56.9	56.7	44.6	-21.6%	4.9%	0.1%
Trinidad & Tobago	26.1	26.0	25.5	26.3	25.4	24.5	22.6	21.8	21.1	21.1	18.6	-12.4%	-1.1%	0.1%
Venezuela	180.6	185.6	200.2	203.1	194.5	192.2	169.8	162.4	138.3	112.3	88.5	-21.4%	-4.8%	0.3%
Other S. & Cent. America	196.3	203.8	203.1	201.5	203.7	214.0	221.8	218.4	224.0	236.5	213.3	-10.1%	2.0%	0.7%

Para diseñar e implementar políticas que permitan alcanzar trayectorias de descarbonización profunda en el mediano y largo plazo, esto es, lograr reducciones drásticas y disruptivas de emisiones de gases de efecto invernadero, es necesario comprender las fuerzas motrices (drivers) de estas emisiones relacionadas fundamentalmente con la producción y uso de la energía.

Los análisis de descomposición, como los efectuados a través de la aplicación de la llamada “Identidad de Kaya”, son crecientemente utilizados en todo el mundo para este fin.

En esta breve nota se revisan, en primer lugar, los principales aspectos técnicos de la Identidad de Kaya en el marco del debate más amplio acerca de los principales drivers de las emisiones de GEI y luego se comentan algunos trabajos que han aplicado esta Identidad al análisis de emisiones nacionales, regionales y globales.

La Identidad de Kaya y las fuerzas motrices de las emisiones de GEI

El debate acerca de los principales drivers de las emisiones de GEI es de larga data. Históricamente, las discusiones se han estructurado en torno a las interrelaciones existentes entre variables demográficas (población), económicas (PBI y PBI per cápita) y tecnológicas.

En los años 1970 predominaba la idea de que el crecimiento del ingreso implicaba, inexorablemente, contaminación y agotamiento del stock de recursos naturales, lo cual, a su vez generaría límites al crecimiento económico.

Esta idea fue plasmada, entre otros trabajos, en la publicación del Club de Roma “Los límites al crecimiento” (Meadows et al, 1972) y tenía sus fundamentos en trabajos previos como los de Ehrlich y Holden (1971) y Commoner et al (1971).

Esta noción fue formalizada en la llamada “Identidad IPAT”, la cual establece que los impactos sobre el medio ambiente (I) tienen su origen en tres factores :

1. Población (P);
2. Ingreso per cápita (A - “afluencia”);
3. Tecnología (T).

$$\text{Impactos sobre el medio ambiente} = \text{Población} \times \frac{\text{"Afluencia"}}{\text{Ingreso per cápita}} \times \text{Tecnología}$$

Sobre esta noción se desarrolló la idea de que el crecimiento de los países y de la población derivaría inevitablemente en niveles crecientes de deterioro ambiental.

En los años noventa, sin embargo, se postula un nuevo paradigma: los problemas de contaminación empeoran a medida que el ingreso per cápita crece pero sólo hasta cierto punto. Luego, cuando el nivel de ingreso es mayor, se generan mejoras ambientales.

La idea detrás de esto es que a mayor nivel de desarrollo aumentan las preferencias de la población por el cuidado del medio ambiente, se desarrollan tecnologías más limpias de producción y cambia la composición de la estructura productiva orientándose hacia una mayor oferta relativa de servicios.

Esta relación con forma de “U invertida” entre ingreso per cápita y contaminación recibió el nombre de “Curva de Kuznets ambiental”, en referencia a la relación postulada por Kuznets (1955) entre ingreso per cápita y desigualdad en la distribución del ingreso (de acuerdo a la “Curva de Kuznets” original, a niveles bajos de ingreso por habitante la desigualdad crece pero al llegar a cierto nivel de ingreso per cápita la desigualdad comienza a decrecer).

Las implicancias conceptuales de la “U invertida” para la política ambiental fueron alentadoras, pues el desarrollo dejaba de estar asociado con consecuencias inexorables de contaminación y pasaba a ser compatible con el cuidado del medio ambiente.

Surgieron entonces numerosos estudios que buscaban contrastar empíricamente (en general, mediante regresiones cuadráticas o cúbicas simples) la relación de “U invertida” entre ingreso per cápita y deterioro ambiental, utilizando para ello diferentes bases de datos asociadas a diferentes medidas de contaminación.

Algunos trabajos, como Grossman y Krueger (1991, 1995), utilizaron datos de agua y aire para diversos países. Otros, como Shafik y Bandyopadhyay (1992) y Panayotou (1993) utilizaron diversos indicadores de contaminación incluyendo agua, residuos y deforestación. Estos trabajos confirmaron la existencia de una relación de “U invertida” para algunos contaminantes pero no para todos.

Para el caso específico del CO₂, algunos estudios, como Holtz-Eakin y Selden (1995), encontraron una relación positiva entre las emisiones de este gas y el ingreso per cápita en lugar de una U invertida.

En paralelo, para intentar explicar los motivos de existencia de esta vinculación comenzaron a elaborarse trabajos que buscaban justificar teóricamente la relación de “U invertida” entre ingreso per cápita y deterioro ambiental. Se desarrollaron entonces modelos estáticos y dinámicos desde el lado de la demanda (planteando cambios en las preferencias por el cuidado del medio ambiente) y desde el lado de la oferta (planteando cambios tecnológicos, mayor especialización en el sector servicios, relocalización internacional de la producción y cuestiones institucionales).

Algunos autores propusieron maximizar una función de bienestar social con el medio ambiente como factor de producción (López, 1994). Otros modelaron a la calidad ambiental como un stock que se degrada en el tiempo y que debe reponerse mediante inversión (John y Pecchenino, 1994). Algunos otros modelaron la contaminación como función del consumo y el gasto en reducirla (McConnell, 1997). Otros propusieron modelar la utilidad de un consumidor representativo como función de un bien de consumo y de la contaminación, la cual, a su vez, posee una función de producción dependiente del consumo y del esfuerzo para reducir la contaminación (Andreoni y Levinson, 2001). Otros analizaron cómo impacta la elección de diferentes tecnologías, disponibles según el nivel relativo de desarrollo de un país, sobre la calidad ambiental (Stokey, 1998), mientras que otros asociaron el nivel de desarrollo de un país con su capacidad para fijar

regulaciones ambientales, lo que depende de su capacidad institucional (Jones y Manuelli, 2001) (para una revisión de la literatura teórica sobre la Curva de Kuznets ambiental puede consultarse Stern, 1998; Kijima et al, 2010; Carson, 2010 y Dinda, 2005, entre otros).

Cabe mencionar que esta literatura ha recibido muchas críticas tanto sobre cuestiones econométricas como conceptuales, en especial debido al hecho de que el ingreso per cápita, en realidad, no es exógeno respecto del nivel de contaminación (Stern, 2004).

También se ha señalado que la evidencia reciente demostraría que los países en desarrollo (por ejemplo, China) comienzan a reducir sus emisiones antes de lo que predeciría su curva de Kuznets ambiental (Dasgupta et al, 2002) y que si bien la curva con forma de “U invertida” podría existir para contaminantes locales con bajo costo de control, sin embargo en el caso de contaminantes globales, como el CO2, esta relación no se comprueba debido a que existen mayores incentivos para el free riding (Roca, 2003).

En 1990, el economista energético japonés Yoichi Kaya (1990) reformula la Identidad IPAT haciendo referencia explícita a las emisiones energéticas, estableciendo que las emisiones de GEI relacionadas con la producción y uso de la energía en una economía pueden ser expresadas como el producto de cuatro factores

1. Población humana;
2. PBI per cápita (PBI en relación a la población);
3. Intensidad energética del PBI (energía consumida por unidad de PBI);
4. Intensidad de emisiones de la energía (emisiones por unidad de energía consumida).

$$\text{Emisiones de GEI} = \text{Población} \times \frac{\text{PBI}}{\text{Población}} \times \frac{\text{Energía}}{\text{PBI}} \times \frac{\text{Emisiones}}{\text{Energía}}$$

PBI per cápita Intensidad energética del PBI Intensidad de emisiones de la energía

Desde entonces, esta identidad ha sido llamada “Identidad de Kaya” y ha sido aplicada en múltiples estudios sobre emisiones energéticas, algunos de los cuales se mencionan en la siguiente sección.

La Identidad de Kaya es, pues, una expresión matemática que permite desagregar las tendencias observadas en las emisiones de GEI en los principales factores que las componen y explican. Esta expresión puede ser abierta, a su vez, en más subcomponentes. Por ejemplo, el componente de intensidad energética del PBI puede abrirse a fin de considerar la participación relativa de combustibles fósiles y no-fósiles en el consumo energético.

Si bien a simple vista tanto la Identidad IPAT como la de Kaya sugieren que las emisiones de GEI crecen linealmente con el aumento de la población, esto depende, en realidad, de las interacciones (reales o modelizadas) entre el crecimiento demográfico y el crecimiento económico así como de las interrelaciones con la tecnología, la estructura económica y el ingreso per cápita.

En efecto, el crecimiento demográfico afecta y es afectado a través de diferentes canales por variables sociales y de desarrollo económico. Las tasas de fertilidad y mortalidad dependen, entre otras cosas, de los niveles de educación, ingreso, normas sociales y cobertura de salud. Al mismo tiempo, muchos de estos factores explican el crecimiento económico, la productividad de largo plazo, la estructura económica y el cambio tecnológico (Barro, 1997). Por su parte, el crecimiento económico de largo plazo y el cambio estructural están fuertemente ligados a los avances en el conocimiento y el cambio tecnológico (Solow, 1956; Denison, 1985; Maddison, 1995; Barro and Sala-IMartin, 1995).

Por lo tanto, no es posible considerar las variables tecnológicas y de PBI per cápita como independientes las unas de las otras.

Por su parte, los niveles de urbanización, infraestructura, pobreza y distribución del ingreso son factores que contribuyen también a explicar las complejas interacciones entre población, economía y medio ambiente (De Vries et al, 1999; O'Neill et al, 2000).

Desde un punto de vista analítico, una de las principales implicancias de las grandes incertezas existentes respecto de la naturaleza y alcance de las interrelaciones entre los drivers de las emisiones de GEI es que no es posible desarrollar escenarios futuros probabilísticos de emisiones.

Aún si fuera posible derivar distribuciones probabilísticas (subjetivas) de la evolución futura de escenarios para los drivers individuales, sin embargo la naturaleza de sus interrelaciones sólo podría ser conocida de manera cualitativa (en el mejor de los casos) o bien permanecer incierta y controversial (IPCC, 2000).

La Identidad de Kaya aplicada al análisis de emisiones energéticas: Survey de literatura

Se realizó una revisión de estudios sobre la aplicación de la Identidad de KAYA al análisis de las emisiones energéticas en base a búsquedas avanzadas en las bibliotecas electrónicas y bases de datos disponibles en ScienceDirect¹, Econlit², JSTOR³ y EBSCO⁴, utilizando como criterio de búsqueda el término “Identidad de Kaya” tanto en español como en inglés. Se obtuvieron alrededor de 50 resultados de búsqueda.

La mayor parte de los trabajos encontrados (60%) fueron publicados en años recientes (2014-2017).

Los trabajos aplican la identidad de Kaya para descomponer trayectorias de emisiones en los efectos de los diferentes drivers considerados aplicando, en general, técnicas econométricas con el fin de identificar relaciones de causa-efecto entre los factores de Kaya y el crecimiento observado en las emisiones.

Algunos autores utilizan índices de descomposición de tipo Divisia (ej. Vaninsky, 2014; Lin y Ahmad, 2017; Cansino et al, 2015; Wang et al, 2014), Shapley (ej. Johan et al, 2002) y el índice generalizado de Fisher (GFI) (Fan y Lei, 2016). Algunos otros (ej. Lozano y Gutiérrez, 2008) utilizan un enfoque no paramétrico con modelos de programación lineal. Muchos de estos trabajos buscan luego anticipar el nivel de éxito de diferentes esfuerzos de mitigación (principalmente, implementación de medidas de eficiencia energética e incorporación de energías renovables en el mix energético).

Los estudios hallados realizan análisis a nivel país, multi-país e incluso a nivel global.

A nivel global, Akimoto et al (2014) analizan la meta de reducir las emisiones mundiales a la mitad hacia 2050 (meta correspondiente a una estabilización de las concentraciones atmosféricas en casi 450 ppm), descomponiendo el análisis en los esfuerzos necesarios en materia de reducción de la intensidad de emisiones del PBI y reducción de las emisiones energéticas.

A nivel país/región, alrededor del 25% de los trabajos encontrados analiza la problemática de China. Los estudios aplican la identidad de Kaya para analizar la evolución de las emisiones en algunas provincias de China (ej. Wang et al, 2014, 20175; Fan y Lei, 2015; Yu et al, 2014) o bien realizan análisis a nivel sectorial (ej. Lin y Tan, 2017 para industrias intensivas en energía6; Ren et al, 2014 para la industria manufacturera; Lin y Xie, 20147 y Fan y Lei, 2016 para el sector transporte; Ma et al, 2017 para el sector residencial). Otros trabajos analizan el impacto de la urbanización sobre las emisiones (ej. Yuzhe et al, 2016; Yuan et al, 2014) y el impacto de cambios en el contexto macroeconómico en general (Feng y Zou, 2008). Se encontró asimismo un estudio que analiza el rol específico de la energía de biomasa (Ma y Stern, 2008). Por su parte, Wang y Li (2016) realizan un análisis comparativo para China e India.

En cuanto a Europa, se encontraron trabajos realizados tanto para grupos de países (ej. Cicea et al, 2014) como a nivel de países individuales (ej. O' Mahony, 2013 para Irlanda8; Štreimikienė y Balezenti, 2016 para los países bálticos9; Cansino et al, 2015 para España; Gingrich et al, 2011 para Austria, República Checa y Eslovaquia).

En cuanto a América Latina, se encontró un trabajo que efectúa un análisis para toda la región (van Ruijven et al, 2016) y cuatro artículos que realizan análisis específicos a nivel país: Robalino-López et al (2014) para Ecuador10, Sandoval García (2013)11 y Morales- Acevedo (2014) para México y Robalino-López et al (2015) para Venezuela. En cuanto a Brasil, se encontró un estudio (Lima et al, 2016) que realiza un análisis comparativo de los principales drivers de emisiones energéticas para dicho país en conjunto con China, Reino Unido y Portugal.

Para Estados Unidos se hallaron dos estudios sobre el sector transporte: McCollum y Yang (2009) y Yang et al (2009), este último sólo para California.

Se encontraron también trabajos para Pakistán (Lin y Ahmad, 2017), Australia (Pielke, 2011) y Japón (Kawase et al, 2006), así como para la ex URSS (Brizga et al, 2013).

Por otra parte, se encontraron algunos trabajos que utilizan la Identidad de Kaya para analizar cuestiones de inequidad en la distribución mundial de las emisiones per cápita. Por ejemplo, Remuzgo y Sarabia (2015) estudian los determinantes de la inequidad en la distribución global de emisiones de CO₂ utilizando el índice de Theil y descomponiendo las emisiones en 4 factores: intensidad carbónica de la producción de electricidad, intensidad eléctrica del PBI, crecimiento económico en términos de productividad laboral y tasa de empleo. Sus resultados muestran que la inequidad global en materia de emisiones se redujo 22% entre 1990 y 2010 y que el principal

factor explicativo de la desigualdad ha sido el diferencial de crecimiento económico en términos de productividad laboral. Análisis en esta línea realizan también Duro (2010), Duro y Padilla (2006) y Padilla y Duro (2013).

Cabe resaltar que los trabajos sobre la identidad de Kaya comenzaron a desarrollarse ya en la década de los noventa. Siete artículos de esta naturaleza aparecen ya citados en el Informe Especial del IPCC del año 2000 sobre Escenarios de Emisiones (IPCC, 2000), en su Capítulo 3 “Fuerzas motrices de los escenarios”: Ogawa (1991); Parikh et al (1991); Nakicenovic et al (1993); Parikh (1994); Alcamo et al (1995); Gaffin y O'Neill (1997) y O'Neill et al (2000).

Por último, cabe mencionar que si bien la mayor parte de los estudios hallados analiza trayectorias de emisiones en el sector energético, se encontraron algunos trabajos que aplican la Identidad de Kaya para analizar emisiones agrícolas. Estos trabajos aplican, en realidad, la llamada “Identidad de Kaya-Porter”, desarrollada por John R. Porter, Profesor de la Universidad de Dinamarca, quien incorpora la productividad agrícola y el área agrícola como elementos centrales del análisis de descomposición de emisiones (ej. Bennetzen et al, 2012, 2016).

La Identidad de Kaya constituye una aproximación analítica útil para mejorar el entendimiento acerca de las fuerzas motrices de las emisiones energéticas de GEI, al permitir descomponer las trayectorias de emisiones de GEI en los factores que las explican.

Sin embargo, ninguno de los cuatro “factores de Kaya” (población, PBI per cápita, intensidad energética del PBI e intensidad de emisiones de la energía) puede ser considerado de manera independiente de los otros.

Cada factor juega un rol determinado dentro de un sistema económico, social y tecnológico complejo y altamente interconectado, lo que plantea desafíos sustanciales en materia de modelización y análisis prospectivo.

ENERGY INDUSTRIES

In energy industries, fossil fuels are both raw materials for the conversion processes, and sources of energy to run these processes. The energy industry comprises three kinds of activities:

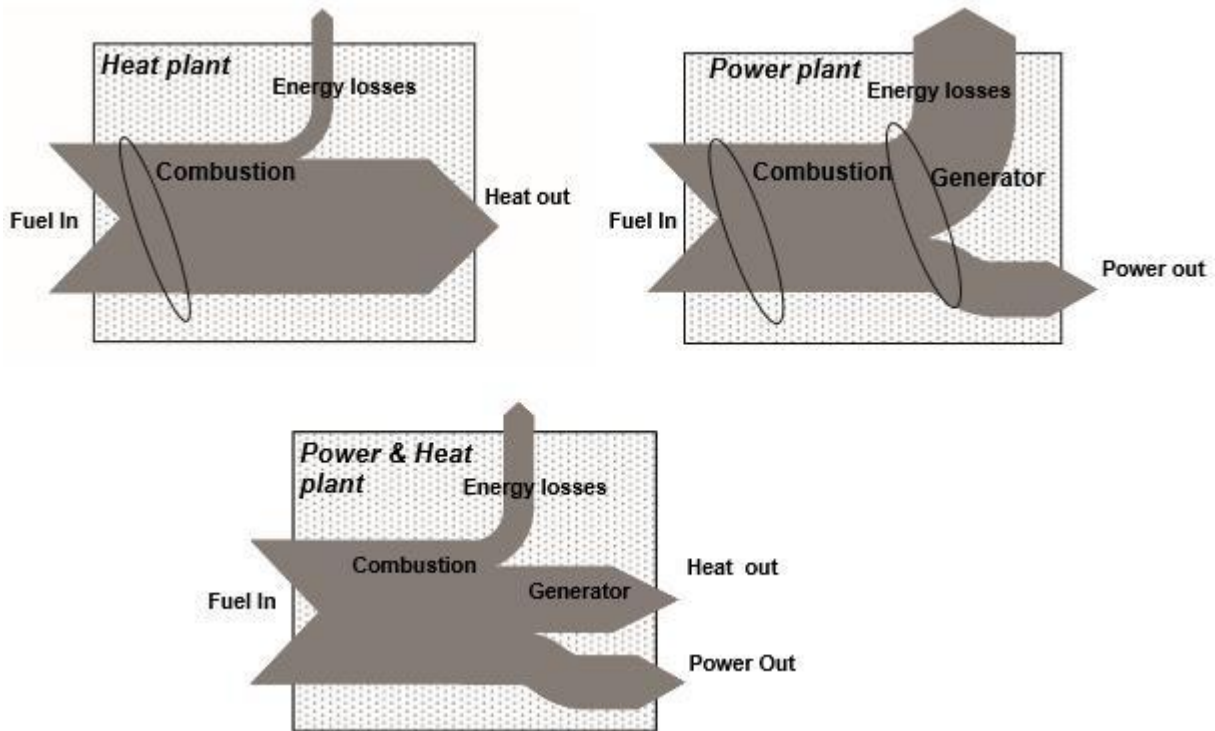
- 1 Primary fuel production (e.g. coal mining and oil and gas extraction);
- 2 Conversion to secondary or tertiary fossil fuels (e.g. crude oil to petroleum products in refineries, coal to coke and coke oven gas in coke ovens);
- 3 Conversion to non-fossil energy vectors (e.g. from fossil fuel into electricity and/or heat).

Emissions from combustion during production and conversion processes are counted under energy industries. Emissions from the secondary fuels produced by the energy industries are counted in the sector where they are used. When collecting activity data, it is essential to distinguish between the fuel that is combusted and the fuel that is converted into a secondary or tertiary fuel in Energy Industries.

MAIN ACTIVITY ELECTRICITY AND HEAT PRODUCTION

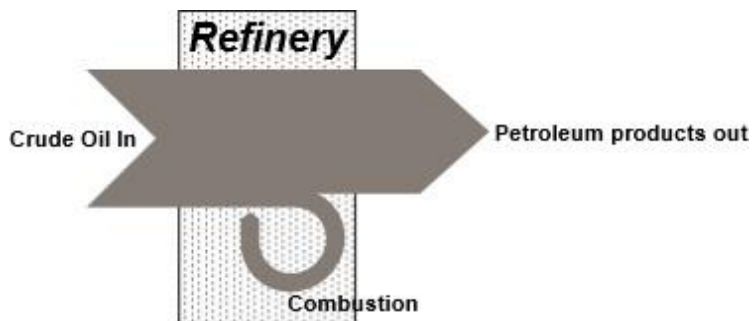
The main activity electricity and heat production (formerly known as public electricity and heat production) converts the chemical energy stored in the fuels to either electrical power (counted under electricity generation) or heat (counted under heat production) or both (counted under combined heat and power, CHP)

Shows the energy flows. In conventional power plants, the total energy losses to the environment might be as high as 70 percent of the chemical energy in the fuels, depending on the fuel and the specific technology. In a modern high efficiency power plant, losses are down to about half of the chemical energy contained in the fuels. In a combined heat and power plant most of the energy in the fuel is delivered to final users, either as electricity or as heat (for industrial processes or residential heating or similar uses). The width of the arrows roughly represents the relative magnitude of the energy flows involved.



PETROLEUM REFINING

In a petroleum refinery, crude oil is converted to a broad range of products (Figure 2.3). For this transformation to occur, part of the energy content of the products obtained from crude oil is used in the refinery. This complicates the derivation of activity data from energy statistics.



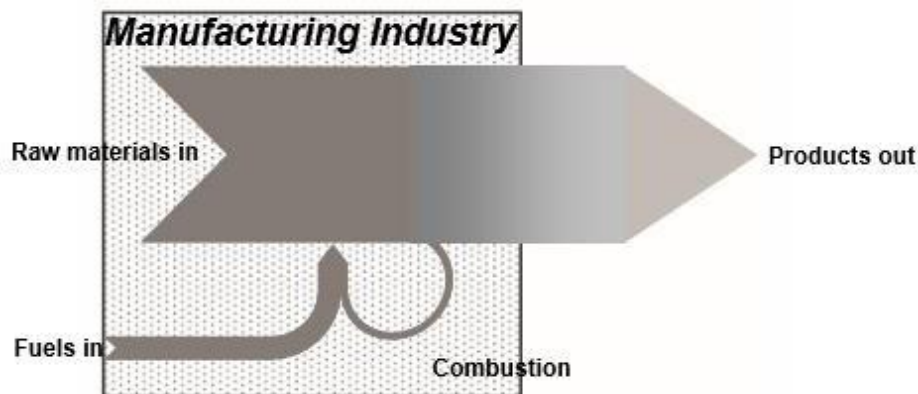
In principle all petroleum products are combustible as fuel to provide the process heat and steam needed for the refining processes. The petroleum products include a broad range from the heavy products like tar, bitumen, heavy fuel oils via the middle distillates like gas oils, naphtha, diesel oils, kerosenes to light products like motor gasoline, LPG and refinery gas.

In many cases, the exact products and fuels used in refineries to produce the heat and steam needed to run the refinery processes are not easily derived from the energy statistics. The fuel combusted within petroleum refineries typically amounts to 6 to 10 percent of the total fuel input to the refinery, depending on the complexity and vintage of the technology. It is good practice to ask the refinery industry for fuel consumption in order to select or verify the appropriate values reported by energy statistics.

MANUFACTURING INDUSTRIES AND CONSTRUCTION

In manufacturing industries, raw materials are converted into products as is schematically presented For construction, the same principle holds: the inputs include the building materials and the outputs are the buildings.

Manufacturing industries are generally classified according to the nature of their products. This is done via the International Standard Industrial Classification of economic activities that is used for convenient cross-referencing.



Raw materials used in manufacturing industries can also include fossil fuels. Examples include production of petrochemicals (eg methanol), other bulk chemicals (eg ammonia) and primary iron where coke is an input. In some cases, the situation is more complicated, because the energy to drive the process might be directly delivered from the chemical reactions of the manufacturing processes. An example of this is the manufacture of primary iron and steel, where the chemical reaction between the coke and the iron ore produces gas and heat that are sufficient to run the process¹¹. The reporting of emissions from gases obtained from processing feedstock and process fuels obtained directly from the feedstock (e.g. ammonia production) follows the principle stated in this Volume and detailed guidance given in the IPPU Volume. In summary, if the emissions occur in the IPPU source category which produced the gases emitted they remain as industrial processes emissions in that source category. If the gases are exported to another source category in the IPPU sector, or to the energy sector, then the fugitive, combustion or other emissions associated with them should be reported in the sector where they occur. Inventory compilers are reminded to discriminate between emissions from processes where the same fossil fuel is used both for energy and for feedstock purposes (e.g. synthesis gas production, carbon black production), and to report these emissions in the correct sectors.

Some countries may face some difficulties in obtaining disaggregated activity data or may have different definitions for industrial source categories. For example, some countries may include residential energy consumption of the workers in industry consumption. In this case, any deviations from the definitions should be documented.

TIER 3

Tier 3 estimates incorporate data at the level of individual facilities, and this type of information is increasingly available, because of the requirements of emissions trading schemes. It is often the case, that coverage of facility level data does not correspond exactly to coverage of classifications within the national energy statistics, and this can give rise to difficulties in combining the various sources of information. Methods for combining data are discussed in Chapter 2 of Volume 1 on General Guidance and Reporting.

AVOIDING DOUBLE COUNTING ACTIVITY DATA WITH OTHER SECTORS

The use of fuel combustion statistics rather than fuel delivery statistics is key to avoid double counting in emission estimates. Fuel combustion data, however, are very seldom complete, since it is not practical to measure the fuel consumption or emissions of every residential or commercial

source. Hence, national inventories using this approach will generally contain a mixture of combustion data for larger sources and delivery data for other sources. The inventory compiler must take care to avoid both double counting and omission of emissions when combining data from multiple sources.

When activity data are not quantities of fuel combusted but are instead deliveries to enterprises or main subcategories, there is a risk of double counting emissions from the IPPU or Waste Sectors. Identifying double counting is not always easy. Fuels delivered and used in certain processes may give rise to by-products used as fuels elsewhere in the plant or sold for fuel use to third parties (e.g. blast furnace gas that is derived from coke and other carbon inputs to blast furnaces). It is good practice to coordinate estimates between the stationary source category and relevant industrial categories to avoid double counting or omissions. Some of the categories and subcategories where fossil fuel carbon is reported and between which double counting of fossil fuel carbon could, in principle, occur are summarized below.

IPPU – Production of non-fuel products from energy feedstocks such as coke, ethane, gas/diesel oil, LPG, naphtha and natural gas.

The production of synthesis gas (syngas), namely the mixture of carbon monoxide and hydrogen, through steam reforming or partial oxidation of energy feedstocks deserves particular attention since these processes produce CO₂ emissions. Synthesis gas is an intermediate in the production of chemicals such as ammonia, formaldehyde, methanol, pure carbon monoxide and pure hydrogen. Emissions from these processes should be accounted for in the IPPU sector. Note that CO₂ emissions should be counted at the point of emission if the gas is stored for only a short time (e.g. CO₂ used in the food and drink industry generated as a by product of ammonia production).

Synthesis gas is also produced by partial oxidation/gasification of solid and liquid fuel feedstocks in the relatively newer Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) technology for power generation. When synthesis gas is produced in IGCC for the purpose of generating power, associated emissions should be accounted for in 1A, fuel combustion.

In the production of carbides, CO₂ is released when carbon-rich fuels, particularly petroleum coke, are used as a carbon source. These emissions should be accounted for in the IPPU sector.

For further information, refer to Volume 3, which gives details of completeness check of carbon emissions from feedstock and other non-energy use.

IPPU, AFOLU – Use of carbon as reducing agent in metal production

The greenhouse gas emissions originating from the use of coal, coke, natural gas, prebaked anodes and coal electrodes as reducing agents in the commercial production of metals from ores should be accounted for in the IPPU sector. Wood chips and charcoal may also be used in some of the processes. In this case, the resulting emissions are counted in the AFOLU sector. By-product fuels (coke oven gas and blast furnace gas) are produced in some of these processes. These fuels may be sold or used within the plant. They may or may not be included in the national energy balance. Care should consequently be taken not to double count emissions.

ENERGY, WASTE – methane from coal mine waste, landfill gas and sewage gas

In these cases, it is important to ensure that the amounts of fuel accounted for in stationary combustion are the same as the quantities netted out from “Fugitive emissions from coal mining and handling”, “Waste Incineration” and “Wastewater Treatment and Discharge” respectively

WASTE – Incineration of waste

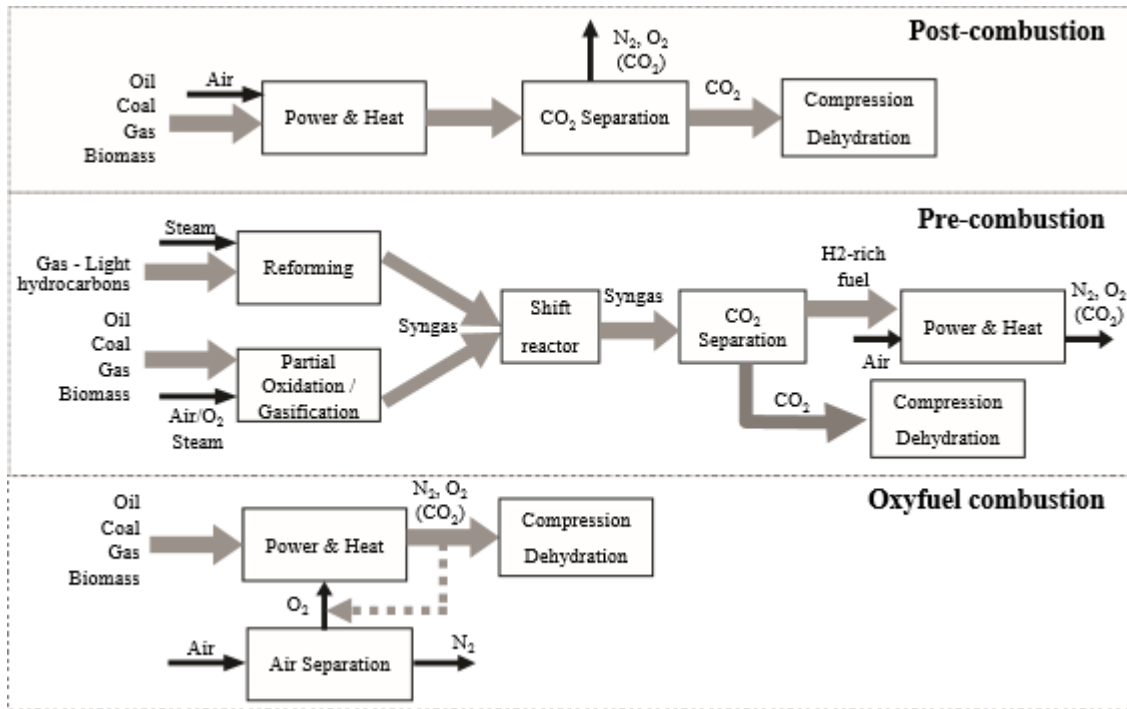
When energy is recovered from waste combustion, the associated greenhouse gas emissions are accounted for in the Energy sector under stationary combustion. Waste incineration with no associated energy purposes should be reported in the Waste source category; see Chapter 5 (Incineration and Open Burning of Waste) of Volume 5. It is good practice to assess the content of waste and differentiate between the part containing plastics and other fossil carbon materials from the biogenic part and estimate the associated emissions accordingly. The CO₂ emission from the fossil-carbon part can be included in the fuel category Other fuels, while the CO₂ emissions from the biomass part should be reported as an information item. For higher tier estimations, inventory compiler may refer to Chapter 5 of the Waste Volume. It is good practice to contact those responsible for recovering used oils in order to assess the extent to which used oils are burned in the country and estimate and report these emissions in the Energy sector if they are used as fuel.

Carbon dioxide capture

Capture and storage removes carbon dioxide from the gas streams that would otherwise be emitted to the atmosphere, and transfers it for indefinite long term storage in geological reservoirs, such as depleted oil and gas fields or deep saline aquifers. In the energy sector, candidates for carbon dioxide capture and storage undertakings include large stationary sources such as power stations and natural gas sweetening units. This chapter deals only with CO₂ capture associated with combustion activities, particularly those relative to power plants. Fugitive emissions arising from the transfer of carbon dioxide from the point of capture to the geological storage, and emissions from the storage site itself, are covered in Chapter 5 of this Volume. Other possibilities also exist in industry to capture CO₂ from process streams. These are covered in Volume 3.

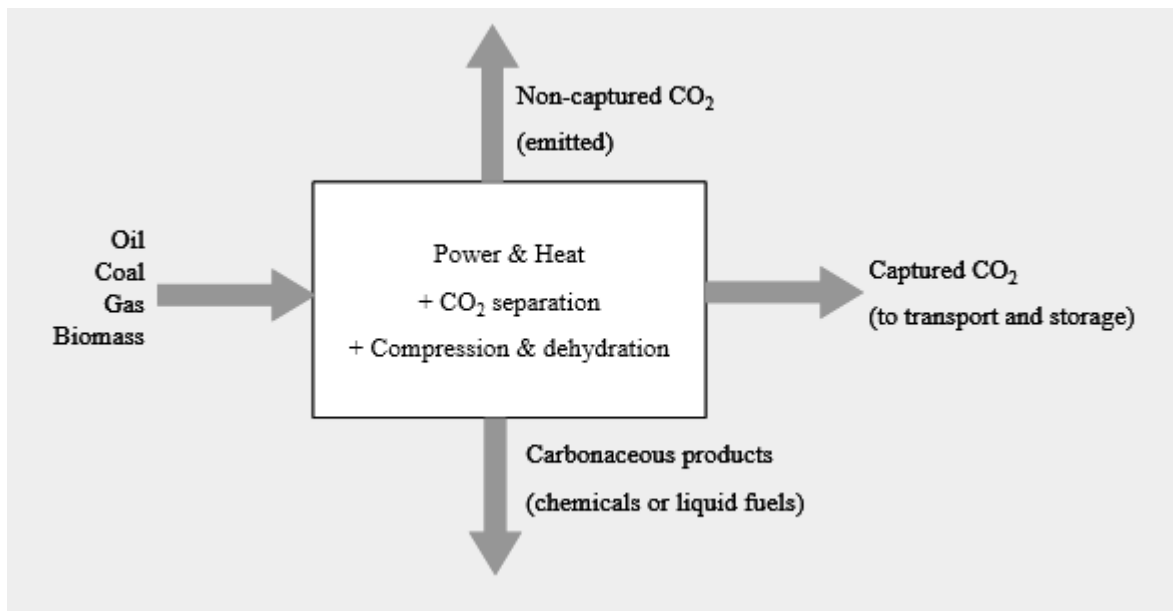
There are three main approaches for capturing CO₂ arising from the combustion of fossil fuels and/or biomass. Post-combustion capture refers to the removal of CO₂ from flue gases produced by combustion of a fuel (oil, coal, natural gas or biomass) in air. Pre-combustion capture involves the production of synthesis gas (syngas), namely the mixture of carbon monoxide and hydrogen, by reacting energy feedstocks with steam and/or oxygen or air. The resulting carbon monoxide is reacted with steam by the shift reaction to produce CO₂ and more hydrogen. The stream leaving the shift reactor is separated into a high purity CO₂ stream and H₂-rich fuel that can be used in many applications, such as boilers, gas turbines and fuel cells.

Oxy-fuel combustion uses either almost pure oxygen or a mixture of almost pure oxygen and a CO₂-rich recycled flue gas instead of air for fuel combustion. The flue gas contains mainly H₂O and CO₂ with excess oxygen required to ensure complete combustion of the fuel. It will also contain any other components in the fuel, any diluents in the oxygen stream supplied, any inert matter in the fuel and from air leakage into the system from the atmosphere. The net flue gas, after cooling to condense water vapour, contains from about 80 to 98 percent CO₂ depending on the fuel used and the particular oxy-fuel combustion process.



Carbon dioxide capture has some energy requirements with a corresponding increase in fossil fuel consumption. Also the capture process is less than 100 percent efficient, so a fraction of CO₂ will still be emitted from the gas stream. Chapter 3 of the IPCC Special Report on CO₂ Capture and Storage (Thambimuthu et al., 2005) provides a thorough overview of the current and emerging technologies for capturing CO₂ from different streams arising in the energy and the industrial processes sectors.

The general scheme concerning the carbon flows in the three approaches for capturing CO₂ from streams arising in combustion processes is depicted in Figure 2.6. The system boundary considered in this chapter includes the power plant or other process of interest, the CO₂ removal unit and compression/dehydration of the captured CO₂ but does not include CO₂ transport and storage systems. This general scheme also contemplates the possibility that pre-combustion capture systems can also be applied to multi-product plants (also known as polygeneration plants). The type of polygeneration plant considered in this chapter employs fossil fuel feedstocks to produce electricity and/or heat plus a variety of co-products such as hydrogen, chemicals and liquid fuels. In those processes associated with post-combustion and oxyfuel combustion capture systems, no carbonaceous coproducts are typically produced.



The CO₂ capture efficiency of any system represented in Figure 2.6 is given in Equation 2.6. Table 2.11 summarises estimates of CO₂ capture efficiencies for post and pre-combustion systems of interest that have been recently reported in several studies. This information is provided for illustrative purposes only as it is good practice to use measured data on volume captured rather than efficiency factors to estimate emissions from a CO₂ capture installation.