

**PROPUESTA DE ALTERNATIVAS DE MITIGACIÓN PARA LOS MÓDULOS  
DE PROCESOS INDUSTRIALES - USO DE PRODUCTOS (IPPU) Y  
ENERGÍA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA, EN EL COMPROMISO  
DE REDUCCIÓN DEL 20% DE EMISIONES DE GEI PROYECTADAS AL  
AÑO 2030**

**Presentado por:**

Vivian Daniela Arguello Cuevas

Cód.: 2135270

**Trabajo de grado para optar al título de:**

Ingeniera Ambiental

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS.  
FACULTAD DE INGENIERÍA AMBIENTAL  
BOGOTÁ, COLOMBIA

2017

**PROPUESTA DE ALTERNATIVAS DE MITIGACIÓN PARA LOS MÓDULOS  
DE PROCESOS INDUSTRIALES - USO DE PRODUCTOS (IPPU) Y  
ENERGÍA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA, EN EL COMPROMISO  
DE REDUCCIÓN DEL 20% DE EMISIONES DE GEI PROYECTADAS AL  
AÑO 2030**

**Presentado por:**

Vivian Daniela Arguello Cuevas

Cód.: 2135270

**Trabajo de grado para optar al título de:**

Ingeniera Ambiental

**Director (a):**

Ingeniero Ambiental y Sanitario

Juan José Vargas

**Línea de Investigación:**

Cambio Climático

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS.  
FACULTAD DE INGENIERÍA AMBIENTAL  
BOGOTÁ, COLOMBIA

2017

2

## PÁGINA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

---

Ciudad y fecha de presentación

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

*Ante todo gracias a Dios por darme la vida, la sabiduría y el coraje para afrontar este reto.*

*Gracias a mi familia: por los valores que me inculcaron, por ser mi apoyo constante, por la motivación para seguir siempre hacia adelante y por impulsarme a ser cada vez mejor ser humano y mejor profesional.*

*Gracias al Ingeniero Juan Vargas, por su tiempo, enseñanza y dedicación a lo largo de este proceso*

*A mis compañeros de universidad, especialmente a mi amiga incondicional, quién siempre estuvo a mi lado y con quién construí los mejores recuerdos universitarios y de mi vida: María José Pérez Martínez.*

*Gracias a mi alma mater, por mi formación integral, por inculcar en mi la ética profesional. Así mismo, agradecimiento infinito a todo el cuerpo docente de la facultad de Ingeniería Ambiental, por hacerme amar cada vez más esta maravillosa profesión.*

## CONTENIDO

<b>RESÚMEN</b> .....	11
<b>ABSTRACT</b> .....	12
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	13
<b>2. OBJETIVOS</b> .....	15
<b>2.1. OBJETIVO GENERAL</b> .....	15
<b>2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	15
<b>3. MARCO TEÓRICO</b> .....	16
<b>3.1. CAMBIO CLIMÁTICO</b> .....	16
<b>3.2. GASES EFECTO INVERNADERO</b> .....	16
<b>3.3. FACTORES DE EMISIÓN</b> .....	17
<b>3.4. POTENCIALES DE CALENTAMIENTO GLOBAL</b> .....	17
<b>3.5. MÓDULOS O CATEGORÍAS DE EMISIÓN DE GEI</b> .....	17
<b>3.5.1. PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS (IPPU)</b> .....	18
<b>3.5.2. ENERGÍA</b> .....	18
<b>3.5.2.1. INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN</b> .....	18
<b>3.6. MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO</b> .....	17
<b>3.7. POTENCIAL DE MITIGACIÓN</b> .....	19
<b>3.8. POLÍTICA DE CAMBIO CLIMÁTICO</b> .....	19
<b>3.8.1. NIVEL INTERNACIONAL</b> .....	19
<b>3.8.2. NIVEL NACIONAL</b> .....	20
<b>3.9. EMISIONES GEI EN COLOMBIA</b> .....	21
<b>3.9.1. EMISIONES DE GEI EN EL MÓDULO DE PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS (IPPU) EN COLOMBIA</b> .....	22
<b>3.9.2. EMISIONES DE GEI EN EL MÓDULO DE ENERGÍA EN COLOMBIA</b> .....	22
<b>3.10. GREENHOUSE GAS ABATEMENT COST MODEL - GACMO</b> .....	23
<b>3.11. CURVAS DE ABATIMIENTO</b> .....	23

4.	<b>METODOLOGÍA</b> .....	24
4.1.	MARCO METODOLÓGICO.....	22
5.	<b>DESARROLLO CENTRAL</b> .....	27
5.1.	<b>CAPÍTULO I: CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMOS ENERGÉTICOS Y EMISIONES DE GEI</b> .....	27
5.1.1.	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	28
	• CONSUMO ENERGÉTICO.....	28
	• ESCENARIO ECONÓMICO.....	29
	• FACTORES DE EMISIÓN Y POTENCIALES DE CALENTAMIENTO.....	30
5.1.2.	PROYECCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMOS ENERGÉTICOS...	31
5.1.3.	PROYECCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE EMISIONES.....	33
5.1.4.	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE .....	37
5.1.4.1.	INCERTIDUMBRE POR FACTOR DE EMISIÓN .....	37
5.1.4.2.	INCERTIDUMBRE POR DATOS DE ACTIVIDAD.....	38
5.2.	<b>CAPÍTULO 2: ESCENARIO DE MITIGACIÓN</b> .....	41
5.2.1.	DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	43
5.2.1.1.	COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA.....	45
5.2.1.2.	SUSTITUCIÓN DE CLINKER EN LA PRODUCCIÓN DE CEMENTO.....	48
5.2.1.3.	RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL.....	51
5.2.1.4.	CONVERSIÓN DE CARBÓN A GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA.....	53
5.2.1.5.	REDUCCIÓN DE N <sub>2</sub> O EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO NÍTRICO .....	54
5.3.	<b>CAPÍTULO 3: CURVA DE ABATIMIENTO DE CO<sub>2</sub></b> .....	56
5.4.	<b>CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	59
5.4.1.	RELACIÓN CON EL PAS INDUSTRIA .....	59
5.4.2.	MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	61
5.4.2.1.	COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA.....	61
5.4.2.2.	SUSTITUCIÓN DE CLINKER EN LA PRODUCCIÓN DE CEMENTO.....	63

5.4.2.3. RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL.....	64
5.4.2.4. CONVERSIÓN DE CARBÓN A GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA.....	65
5.4.2.5. REDUCCIÓN DE N <sub>2</sub> O EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO NÍTRICO .....	66
<b>6. IMPACTO SOCIAL.....</b>	<b>67</b>
<b>7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>68</b>
<b>8. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>71</b>
<b>9. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>73</b>
<b>10. ANEXOS .....</b>	<b>79</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Marco institucional de Colombia frente al Cambio Climático.....	20
<b>Tabla 2.</b> Consumo de energéticos año 2010 .....	29
<b>Tabla 3.</b> PIB proyectado para el periodo 2010-2030.....	29
<b>Tabla 4.</b> Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción .....	30
<b>Tabla 5.</b> Potenciales de calentamiento .....	31
<b>Tabla 6.</b> Escenario de consumo energético año 2010-2030 .....	32
<b>Tabla 7.</b> Emisiones de CO <sub>2eq</sub> por quema de combustible 2010-2030.....	34
<b>Tabla 8.</b> Emisiones de CO <sub>2eq</sub> por Procesos Industriales y Uso de Productos 2010-2030 .....	35
<b>Tabla 9.</b> Escenario BAU de emisiones totales de Mton CO <sub>2eq</sub> 2010-2030 .....	36
<b>Tabla 10.</b> Estimación por defecto de la incertidumbre para los factores de emisión de la combustión estacionaria .....	37
<b>Tabla 11.</b> Cálculo de incertidumbre en la línea base de emisiones de GEI.....	40
<b>Tabla 12.</b> Balance de emisiones de GEI año 2030, mediante el modelo GACMO .....	42
<b>Tabla 13.</b> Datos iniciales en el modelo GACMO .....	42
<b>Tabla 14.</b> Precio de referencia de los combustibles.....	42
<b>Tabla 15.</b> Resumen de las medidas de mitigación propuestas .....	44

<b>Tabla 16.</b> Resumen medida de cogeneración de energía a partir de biomasa .....	47
<b>Tabla 17.</b> Resumen medida de sustitución de clinker en la producción de cemento...	50
<b>Tabla 18.</b> Resumen medida de recuperación de calor residual .....	52
<b>Tabla 19.</b> Resumen medida de conversión de carbón a gas natural en la industria...	54
<b>Tabla 20.</b> Medida de reducción de N <sub>2</sub> O en la producción de ácido nítrico .....	56
<b>Tabla 21.</b> Datos para la construcción de la curva de abatimiento .....	57
<b>Tabla 22.</b> Composición del PAS Industria.....	59
<b>Tabla 23.</b> Relación de las medidas con el PAS Industria.....	60

### LISTA DE FIGURAS

<b>Gráfica 1.</b> Escenario de consumo energético año 2010-2030 .....	33
<b>Gráfica 2.</b> Emisiones de CO <sub>2eq</sub> por quema de combustible 2010-2030.....	36
<b>Gráfica 3.</b> Curva de abatimiento de CO <sub>2</sub> .....	57
<b>Ilustración 1.</b> Emisiones de GEI Año 2010 en MTon CO <sub>2eq</sub> .....	22
<b>Ilustración 2.</b> Metodología del proyecto .....	24
<b>Ecuación 1.</b> Cálculo del consumo de combustible (TJ) .....	32
<b>Ecuación 2.</b> Cálculo de las emisiones GEI procedentes de combustión estacionaria en términos de CO <sub>2eq</sub> .....	34

### LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo 1.</b> Consumo de energéticos año 2010 por tipo de combustible .....	79
---	----



## LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

<b>AILAC</b>	Asociación Independiente de América Latina y el Caribe
<b>BAU</b>	Bussiness As Usual (Sigla en inglés)
<b>CEPAL</b>	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
<b>CMNUCC</b>	Comisión Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
<b>CONPES</b>	Consejo Nacional de Política Económica y Social
<b>COP</b>	Conferencia de las Partes
<b>COV</b>	Compuestos orgánicos volátiles
<b>DANE</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
<b>ECDBC</b>	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
<b>FAO</b>	Programa de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
<b>FE</b>	Factor de Emisión
<b>FICEM</b>	Federación Interamericana de Cemento
<b>GACMO</b>	Greenhouse gas Abatement Cost Model (Sigla en inglés)
<b>GEI</b>	Gases Efecto Invernadero
<b>IBA</b>	Informe Bienal de Actualización
<b>INDC</b>	Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional
<b>INGEI</b>	Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero
<b>IPCC</b>	Panel Intergubernamental de Cambio Climático (Sigla en inglés)
<b>IPPU</b>	Procesos Industriales y Uso de Productos (Sigla en inglés)
<b>ISIC</b>	International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (Sigla en inglés)
<b>MADS</b>	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

<b>MDL</b>	Mecanismo de Desarrollo Limpio
<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<b>OMM</b>	Organización Meteorológica Mundial
<b>OMS</b>	Organización Mundial de la Salud
<b>O&amp;M</b>	Operación y Mantenimiento
<b>PAS</b>	Plan de Acción Sectorial
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto
<b>PNUMA</b>	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
<b>PROURE</b>	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
<b>PTP</b>	Programa de Transformación Productiva
<b>SINA</b>	Sistema Nacional Ambiental
<b>SIMCO</b>	Sistema de Información Minero Colombiano
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>USAID</b>	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional

## RESÚMEN

El siguiente proyecto de grado corresponde a una propuesta de alternativas de mitigación para los módulos del IPCC: Procesos Industriales y Uso De Productos (IPPU) y Energía en la industria manufacturera (entendida como el consumo de energéticos), en el compromiso de reducción del 20% de emisiones de GEI proyectadas al año 2030, adquirido dentro del marco del Acuerdo de París.

En primer lugar, se construyó la línea base o escenario de referencia (*Business As Usual – BAU*) de consumo de energéticos y emisiones en el periodo 2010 a 2030, para las subcategorías pertenecientes a los módulos IPPU y Energía: hierro y acero - metales no ferrosos, sustancias químicas, pulpa papel e imprenta, procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, minerales no metálicos, textiles y cueros, industria no especificada, productos no energéticos de combustibles y uso de solvente; con base en información de consumos energéticos realizada por la UPME.

Este cálculo determinó un total de emisiones de 44,55 Mton CO<sub>2eq</sub> en 2030 y a su vez, un compromiso de reducción de 8,9 Mton CO<sub>2eq</sub> correspondiente al 20% del sector industrial. Para comprobar la confiabilidad de la línea base, se realizó el análisis de incertidumbre de acuerdo a la orientación del IPCC sobre buenas prácticas en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, el cual arrojó un aporte de cada subcategoría con respecto a la incertidumbre total del año base (2010) del 5.7% y una incertidumbre total en la tendencia de las emisiones totales hasta el año de referencia (2030) del 17%.

Para la identificación de las medidas de mitigación, se empleó el modelo GACMO desarrollado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y la Universidad Técnica de Dinamarca (UNEP DTU Partnership), el cual permitió calcular el potencial de mitigación de GEI y el costo de abatimiento asociado para cada medida. El acumulado de las cinco (5) medidas propuestas llega a 9 Mton CO<sub>2eq</sub>.

Finalmente, se elaboró la curva del costo marginal de abatimiento para determinar gráficamente el costo-beneficio del portafolio de medidas en USD/ton de CO<sub>2</sub> reducida.

**Palabras clave:** Cambio climático, mitigación, BAU, energía, procesos industriales, GACMO, potencial de mitigación y costos de abatimiento.

## ABSTRACT

The following degree project corresponds to a proposal for mitigation alternatives for the IPCC modules: Industrial Processes and Product Use (IPPU) and Energy in the manufacturing industry (understood as the consumption of energy), in the commitment to reduce by 20% of projected GHG emissions in the year 2030, acquired within the framework of the Paris Agreement.

First, the baseline or reference scenario (*Business As Usual – BAU*) scenario of energy consumption and emissions in the period 2010 to 2030 was constructed for the subcategories belonging to the IPPU and Energy modules: iron and steel – non-ferrous metals, chemicals, pulp paper and printing, processing Food, beverages and tobacco, non-metallic minerals, textiles and leather, unspecified industry, non-energy fuel products and solvent use; based on information of energy consumption carried out by the UPME.

This calculation determined total emissions of 44.55 Mton CO<sub>2eq</sub> in 2030 and in turn, a reduction commitment of 8.9 Mton CO<sub>2eq</sub> corresponding to 20% of the industrial sector. To verify baseline reliability, the uncertainty analysis was performed according to the IPCC guidance on good practices in national greenhouse gas inventories, which provided a contribution from each subcategory with respect to the total uncertainty of the base year (2010) of 5.7% and a total uncertainty in the trend of total emissions to the reference year (2030) of 17%.

For the identification of mitigation measures, the GACMO model developed by the United Nations Environment Program and the Technical University of Denmark (UNEP DTU Partnership) was used to estimate the potential for GHG mitigation and the associated abatement cost for each measure. The accumulative of five (5) measures proposed reach 9 Mton CO<sub>2eq</sub>.

Finally, the curve of the marginal cost of depletion was elaborated to determine graphically the cost-benefit of the portfolio of measures in USD/Ton CO<sub>2</sub> reduced.

**Keywords:** Climate change, mitigation, BAU, energy, GACMO, mitigation potential and abatement costs.

## 1. INTRODUCCIÓN

Las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) generadas por Colombia, en comparación con otros países, son relativamente bajas (0.46% del total de emisiones GEI a nivel global, correspondiente a 224 Mton de CO<sub>2eq</sub>) [1], pero a su vez, las emisiones acumuladas entre 1990 y 2012 sitúan a Colombia entre los 40 países con mayor responsabilidad histórica en la generación de estas emisiones, debido principalmente, a acciones de deforestación.

Adicionalmente, Colombia es un país con alta vulnerabilidad frente al cambio climático debido a sus características geográficas, físicas, económicas y sociales; razón por la cual ha estado fuertemente involucrado en las negociaciones sobre cambio climático; especialmente como miembro de la Asociación Independiente de América Latina y el Caribe (AILAC), donde, luego de más de tres años de análisis y ejercicios técnicos que involucraron a diversos actores de la economía e instituciones gubernamentales, Colombia determinó un potencial de reducción del 20% de emisiones de GEI, en concordancia con la adopción del Acuerdo de París, a finales del año 2015 de las decisiones 1/CP.19 y 1/CP.20, en el marco de la COP 21. [2]

Es este compromiso el que marca la pauta del desarrollo de este trabajo de grado, el cual propone la creación de un portafolio de medidas de mitigación para los módulos Procesos industriales y Uso de Productos (IPPU) y Energía, con base en el cálculo de la línea base de emisiones de GEI en el periodo 2010-2030.

En la primera parte del documento, se encuentra el marco teórico, con el fin de tener una contextualización de los conceptos y términos que se abordan a lo largo del documento. Así como una breve descripción de la política de Cambio Climático a nivel nacional e internacional<sup>1</sup>.

A continuación, se encuentra el desarrollo central del trabajo, en el cual se presenta la situación de referencia de la línea base de emisiones de GEI por consumo de energéticos, procesos productivos y uso de productos. Derivado del uso del Modelo de Costos de Abatimiento de Gases Efecto Invernadero (GACMO, por su sigla en inglés) se proponen diferentes medidas de mitigación, que dan cumplimiento al compromiso de reducción del 20% de GEI en el año 2030. Así mismo, se muestra la curva de costos de abatimiento de CO<sub>2eq</sub> de las medidas propuestas.

---

<sup>1</sup> De acuerdo con la revisión bibliográfica, se encontró que hasta la fecha no hay evidencia previa de la utilización del modelo GACMO en el país.

Finalmente se presenta el impacto social del proyecto, la discusión y análisis de las medidas propuestas y recomendaciones para futuros proyectos relacionados con el tema de mitigación del cambio climático.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

Elaborar una propuesta de alternativas de mitigación para los módulos de Procesos Industriales Uso de Productos (IPPU) y Energía en la industria manufacturera, en el compromiso colombiano de reducción del 20% de emisiones de GEI proyectadas al año 2030.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Definir el escenario tendencial o línea base de las emisiones de GEI en términos de CO<sub>2eq</sub> para los módulos de Procesos Industriales Uso de Productos (IPPU) y Energía en la industria manufacturera, en el periodo 2010-2030.
- Evaluar las medidas de mitigación que más se ajustan a los módulos de Procesos Industriales Uso de Productos (IPPU) y Energía, en relación con el PAS Industria y que contribuyan al cumplimiento del compromiso de reducción del 20% de emisiones de GEI proyectadas al año 2030.
- Elaborar un portafolio de medidas de mitigación, que contenga las acciones relacionadas, potenciales de mitigación, costos de implementación, entre otros aspectos.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. CAMBIO CLIMÁTICO

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, define el Cambio Climático como un *"cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables"*. [3]

#### 3.2. GASES EFECTO INVERNADERO

Son compuestos químicos en estado gaseoso que se acumulan en la atmósfera de la tierra y que son capaces de absorber la radiación infrarroja del sol, aumentando y reteniendo el calor en la atmósfera. Los GEI contribuyen al efecto invernadero intensificando sus efectos sobre el clima en la medida que aumentan. [4]

- **Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

Es un gas que se produce de forma natural y también como subproducto de la combustión de la biomasa, cambios en el uso de las tierras y procesos industriales mediante el uso de combustibles fósiles. Es el principal gas de efecto invernadero antropogénico que afecta al equilibrio de radiación del planeta, y es el gas de referencia a partir del cual se miden otros gases de efecto invernadero según el IPCC. [4]

- **Metano (CH<sub>4</sub>)**

Las emisiones de metano han aumentado desde 1970, debido al aumento de la combustión y uso de combustibles fósiles en la industria. Sin embargo, la agricultura es la mayor fuente de emisiones de CH<sub>4</sub>.

Adicionalmente, emisiones de CH<sub>4</sub> se deben principalmente por emisiones fugitivas derivadas de las actividades de minería del carbón y procesamiento de petróleo y gas, las cuales realizan un aporte poco significativo. [4]

- **Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)**

Es emitido por los fertilizantes agrícolas, el estiércol del ganado, el tratamiento de las aguas servidas, la combustión y otros procesos industriales. Según la



estructura de la Metodología del IPCC se consideran las emisiones de N<sub>2</sub>O por producción de ácido nítrico, así como por la quema, extracción y manipulación de combustibles fósiles. [4]

### **3.3. FACTORES DE EMISIÓN**

Un factor de emisión es una relación entre la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad. Los factores de emisión, en general, se pueden clasificar en dos tipos: los basados en procesos y los basados en censos. Por lo general, los primeros se utilizan para estimar emisiones de fuentes puntuales y a menudo se combinan con los datos de actividad recopilados en encuestas o en balances de materiales. Por otro lado, los factores de emisión basados en censos se usan generalmente para estimar emisiones de fuentes de área. [5]

### **3.4. POTENCIALES DE CALENTAMIENTO GLOBAL**

Corresponde a un valor que integra los flujos de gases de efecto invernadero, lo que permite definir el impacto que los gases de efecto invernadero de determinados sistemas, tendrán en el calentamiento global en diferentes horizontes de tiempo, usualmente 20 y 100 años.

Para la mayoría de los gases de efecto invernadero, el potencial disminuye cuando el horizonte en el tiempo se incrementa. Esto se debe a que el gas de efecto invernadero es removido gradualmente de la atmósfera a través de mecanismos naturales, y así su influencia sobre el efecto invernadero disminuye. Por convención, el potencial del CO<sub>2</sub>, medido a través de todos los horizontes de tiempo, es 1 y el potencial de los otros gases de efecto invernadero se mide en relación al potencial del CO<sub>2</sub>. [6]

### **3.5. MÓDULOS O CATEGORÍAS DE EMISIÓN DE GEI**

De acuerdo con las Directrices del IPCC del año 2006 (Capítulo 4: Opción metodológica e identificación de categorías principales), para la creación de inventarios nacionales de emisiones de GEI se especifican las emisiones procedentes de diversas actividades económicas y sociales, definidas como módulos o categorías de emisión. Para cada categoría de emisión, se determinan subcategorías jerarquizadas según su aporte a la categoría principal agregada. [7]

### **3.5.1. PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS (IPPU)**

En esta categoría se abordan las emisiones de GEI generadas por los procesos industriales, por el uso de gases de efecto invernadero en los productos y por los usos no energéticos del carbono contenido en los combustibles fósiles. Las principales fuentes de emisión son las descargas provenientes de los procesos industriales que transforman materias por medios químicos o físicos. Así como la generación por utilización de productos tales como refrigerantes, espumas o aerosol. [8]

### **3.5.2. ENERGÍA**

Esta categoría corresponde a las emisiones de GEI que emanan de la combustión y las fugas de combustible. Para el desarrollo del presente trabajo se consideraron las actividades de quema de combustible, las cuales generan emisiones gracias a la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para calentar y proporcionar calor a un proceso como calor o como trabajo mecánico, o bien para aplicaciones fuera del aparato. [7]

#### **3.5.2.1. INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN**

Corresponde a las emisiones por la quema de combustibles en la industria. Incluye asimismo la quema para la generación de electricidad y calor para el uso propio en estas industrias. Las emisiones del sector de la industria se especifican en las siguientes subcategorías de la Clasificación Industrial Internacional Estándar (ISIC, por su sigla en inglés): Hierro y acero, Metales no ferrosos, Productos químicos, Pulpa, papel e imprenta, Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, Minerales no metálicos, Equipos de transporte, Maquinaria, Minería, Madera y productos de madera, Construcción, Textiles y cuero e Industria no especificada. [7]

### **3.6. MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO**

Es un conjunto de estrategias, políticas y acciones que buscan minimizar los gases de efecto invernadero que inciden en el cambio climático. De acuerdo con el IPCC la mitigación se define como la *“intervención antropogénica para reducir las fuentes o mejorar los sumideros de gases de efecto invernadero”*. En consecuencia, se promueven acciones que incentivan la eficiencia energética, el uso de biocombustibles, la transformación de procesos productivos, la producción más limpia, etc. [9]

### **3.7. POTENCIAL DE MITIGACIÓN**

El concepto de potencial de mitigación ha sido desarrollado para evaluar la escala de reducciones de GEI que podría conseguirse, respecto de los niveles de referencia de emisión, para un nivel dado, expresado en las emisiones de CO<sub>2eq</sub> evitadas o reducidas. [10]

### **3.8. POLÍTICA DE CAMBIO CLIMÁTICO**

#### **3.8.1. NIVEL INTERNACIONAL**

En el año 1988 se creó el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés), por iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Éstas, propiciaron la conformación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) la cual busca darle solución a la problemática del cambio climático.

La CMNUCC se firmó en la Cumbre de Río de 1992 y entró en vigor en 1994, con el objetivo de buscar la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Entre 1994 y 1997 se negocia y se adopta el Protocolo de Kyoto que, a diferencia de la Convención, tiene metas de reducción de gases efecto invernadero específicas. [11]

Fue entonces en la COP de Cancún de 2010 que se llegó a un consenso político en donde se decidió que la tierra no debe calentarse más de 2°C en relación con la temperatura preindustrial. Este límite marca la línea entre un clima cambiante al que se puede adaptar la biósfera y un desajuste climático de consecuencias imprevisibles y sin opción de retorno. Ya en el año 2015, se realizó la COP 21, la cual estableció el Acuerdo de París, donde todos los países deben determinar autónomamente cuál va a ser su contribución al esfuerzo global de reducción de emisiones, de acuerdo con los principios de responsabilidades comunes pero diferenciadas y capacidades respectivas. Es decir, cada país debe definir internamente qué acciones realizará, en qué periodo y qué cantidad de gases efecto invernadero reducirá, a través de sus INDCs. [11]

### 3.8.2. NIVEL NACIONAL

A nivel local Colombia ha llevado a cabo la formulación de políticas sobre Cambio Climático, las cuales se mencionan a continuación en la Tabla 1:

**Tabla 1. Marco institucional de Colombia frente al Cambio Climático**

<b>AÑO</b>	<b>ANTECEDENTE</b>
1991	Inclusión de disposiciones ambientales en la Nueva Constitución Política de Colombia
1993	Ley 99 de 1993: Ley General Ambiental de Colombia
1994	Aprobación de la CMNUCC, mediante la Ley 164 de 1994
2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprobación del Protocolo de Kyoto, a través de la Ley 629 de 2000</li> <li>• Estrategia Nacional para la Implementación de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)</li> </ul>
2001	Desarrollo del Primer Inventario Nacional de GEI (1990 y 1994)
2002	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lineamientos Política de Cambio Climático</li> <li>• Creación de la Oficina Nacional de Cambio Climático (MADS)</li> </ul>
2003	Formulación del CONPES 3242: Estrategia Institucional para venta de servicios ambientales de mitigación.
2005	Creación del Grupo de Mitigación de Cambio Climático (MADS)
2009	Desarrollo del Segundo Inventario Nacional de GEI (2000 y 2004)
2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formulación del documento CONPES 3700: Estrategia Institucional para la Articulación de Políticas y Acciones en Materia de Cambio Climático en Colombia</li> <li>• Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: Cap. VI. Sostenibilidad ambiental y prevención del riesgo. Formulación de un eje sobre cambio climático.</li> </ul>
2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creación de la Dirección de Cambio Climático (MADS).</li> <li>• Inicio de la ECDBC</li> </ul>
2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Cap. VI. Crecimiento Verde: Formulación política de crecimiento verde de largo plazo con objetivos y metas de crecimiento económico sostenible (Ley 1753 de 2015 - Art. 170)</li> <li>• Primera versión de la Propuesta de la Política Nacional de Cambio Climático.</li> <li>• Firma del Acuerdo de París</li> </ul>
2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entrada en vigor del Acuerdo de París</li> </ul>

**Fuente:** [1]

En el año 2012 nace la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), la cual es un programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que busca desligar el crecimiento de las emisiones de GEI, del crecimiento económico nacional. Como parte del desarrollo de la estrategia, el

sector industrial ha sido definido como uno de los ocho sectores prioritarios debido a su papel como motor para el desarrollo económico nacional, su alta participación en el consumo de recursos energéticos. De acuerdo a esto, desde en el año 2013 se elaboró el Plan de Acción Sectorial de mitigación (PAS), que tiene como objetivo identificar e implementar medidas que promuevan la competitividad y productividad de la industria colombiana.

Como se mencionó en la Tabla 1, en noviembre de 2016 entró en vigor el Acuerdo de París, en el cual Colombia se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones de GEI para el año 2030 a partir de un escenario inercial. Según análisis del MADS, este porcentaje apunta a transformar los sectores productivos mediante los cuales el país le puede apuntar a una economía menos intensiva en carbono. [3]

Para la definición de este porcentaje de reducción, el MADS realizó proyecciones de las emisiones de GEI en Colombia para el año 2030, a partir de modelaciones teóricas, de la Encuesta Anual Manufacturera elaborada por el DANE para el año 2010 y de los indicadores de consumo de combustible en el país elaborados por la UPME en el mismo periodo.

Este porcentaje, fue dividido en 5 sectores con una participación de 20% cada uno. Entre los sectores seleccionados está el sector industrial manufacturero.

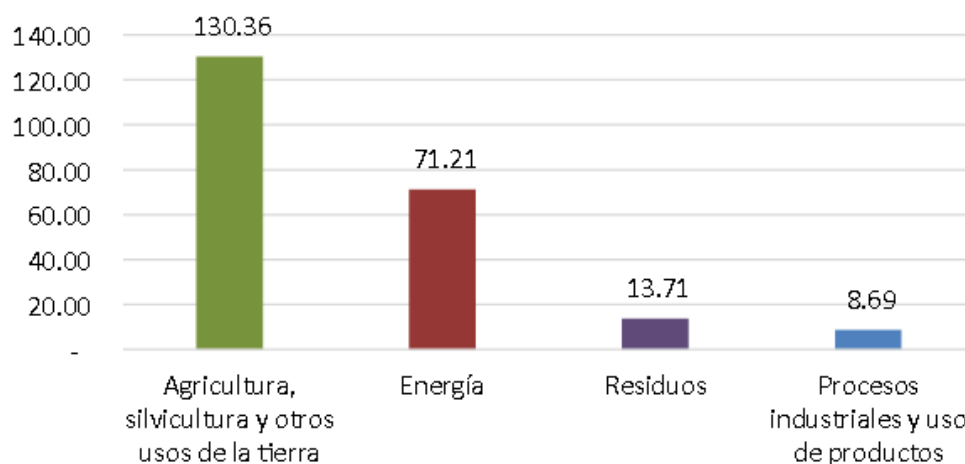
### **3.9. EMISIONES DE GEI EN COLOMBIA**

Dando cumplimiento al Artículo 4, párrafo 1a y al Artículo 12, párrafo 1a de la CMNUCC, Colombia presentó sus comunicaciones nacionales, correspondientes a cuatro Inventarios Nacionales de Gases Efecto Invernadero (INGEI) de los años 1990, 1994, 2000 y 2004.

Para el año 2010, el 32% de las emisiones totales se atribuyen a la categoría energía, en donde el 84% corresponde a emisiones de CO<sub>2</sub> por quema de combustibles fósiles en los diferentes sectores económicos del país (industrias de la energía, industria manufacturera, transporte, residencial, comercial e institucional), y el 14% a emisiones de CH<sub>4</sub> principalmente por emisiones fugitivas derivadas de las actividades de minería del carbón y extracción y procesamiento de petróleo y gas. El 2% restante son emisiones de N<sub>2</sub>O por quema de combustibles principalmente. [1]

El aporte de las emisiones por IPPU, representan un 5%, en donde las principales emisiones son de CO<sub>2</sub> generadas en la producción de cemento. Es importante señalar que para la categoría IPPU se estiman los HFC y SF<sub>6</sub>, los cuales realizan un aporte no significativo. [1]

**Ilustración 1. Emisiones de GEI Año 2010 en MTon CO<sub>2eq</sub>**



Fuente: [1]

### **3.9.1. EMISIONES DE GEI EN EL MÓDULO DE PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS (IPPU) EN COLOMBIA**

Las emisiones de GEI se generan principalmente en la producción de cemento con una participación del 45% del total de la categoría de los minerales. Las emisiones en este sector se clasifican en los siguientes subsectores: [1]

- Industria de los minerales (52%)
- Industria de los metales (23%)
- Uso de productos sustitutos de los SAOs (4%)
- Industria química (11%)
- Productos energéticos y uso de solvente (10%)

Para el análisis, se tendrán en cuenta únicamente los sectores de industria de minerales, química y productos energéticos - uso de solvente, ya que para el año de análisis, éstos representan los sectores con mayor contribución en materia de emisiones de GEI dentro del módulo IPPU.

### **3.9.2. EMISIONES DE GEI EN EL MÓDULO DE ENERGÍA EN COLOMBIA**

En Energía, las principales variables que controlan el comportamiento de las emisiones son el consumo anual de combustibles en el sector transporte y el

consumo anual de combustible para generación de energía. Pero para el desarrollo de este proyecto, se tendrá en cuenta únicamente el consumo de energía (actividades de quema combustible) en el proceso productivo de las industrias manufactureras en Colombia. [1]

En este grupo se incluyen emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O generadas por la quema de combustibles fósiles en las industrias manufactureras, divididas en los siguientes grupos: hierro y acero - Metales no ferrosos, textiles y cueros, minerales no metálicos, procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, pulpa, papel e imprenta, sustancias químicas e industria no especificada; los que corresponden al 12.2% de las emisiones totales del módulo Energía, de acuerdo con el Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia. [1]

### **3.10. MODELO DE COSTOS DE ABATIMIENTO DE GASES EFECTO INVERNADERO (GACMO)**

El modelo GACMO es empleado para evaluar la efectividad económica y ambiental de posibles medidas de mitigación.

Fue desarrollado por el Centro para la Energía y el Medio Ambiente del PNUMA y se ha utilizado para estudios en países como Botswana, Zambia, Perú, Dinamarca, entre otros. Al ser una herramienta de cálculo, GACMO puede usarse para clasificar la rentabilidad de varias estrategias de reducción de GEI de una manera transparente y sencilla, incluso cuando no hay datos detallados disponibles. GACMO adoptó el principio de calcular los costos de reducción cuando las estrategias individuales de reducción reemplazan las tecnologías de altas emisiones bajo la misma base comparativa y clasifica el costo promedio de cada opción de reducción de emisiones. [12]

### **3.11. CURVAS DE ABATIMIENTO**

Una curva de costos marginales de abatimiento se define como un gráfico que indica el costo, generalmente en USD/Ton CO<sub>2</sub>, asociada con la última unidad (costo marginal) de emisión abatida para distintas cantidades de emisiones reducidas. Por lo tanto, debe ser definida una línea base sin restricciones de CO<sub>2</sub> con el fin de evaluar el costo marginal de reducción relativo a la línea base. Esta curva, permite analizar el costo de la última unidad abatida de CO<sub>2</sub> para un nivel de reducción definido, a la vez que presenta el costo total de abatimiento a través de la integral de la curva de costos de mitigación. [13]

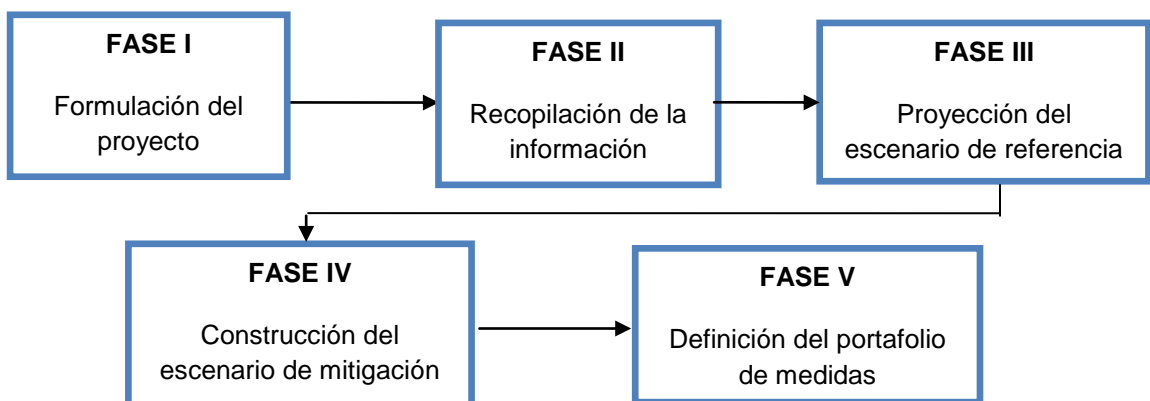
## 4. METODOLOGÍA

### 4.1. MARCO METODOLÓGICO

De acuerdo a la magnitud y enfoque de este trabajo, se consideró emplear un diseño documental, el cual está basado en la búsqueda, análisis e interpretación de información secundaria; para obtener como resultado final un producto intelectual que aporte nuevos conocimientos. Cabe señalar que los cálculos y resultados presentados corresponden a un modelo *Ex - ante*, lo cual significa que se realiza antes de iniciar un proyecto y permite evaluar el grado de impacto ambiental y la viabilidad financiera, entre otros aspectos.

En este sentido, para el cumplimiento de los objetivos propuestos, a continuación se presenta la metodología considerada para el desarrollo del proyecto:

#### Ilustración 2. Metodología del proyecto



Fuente: Elaboración propia.

- **Fase I: Formulación del proyecto**

Esta fase comprendió la definición del proyecto de investigación, así como los objetivos, el alcance, entre otros aspectos del mismo. Como resultado se obtuvo claramente el perfil del proyecto, el cual se utilizó como insumo para las siguientes fases.

Adicionalmente en esta fase, se evaluó la viabilidad del mismo.



- **Fase 2: Recopilación de información secundaria**

Esta fase se efectuó durante 8 semanas aproximadamente y se basó en la indagación de artículos y metodologías tanto nacionales como internacionales relacionadas con mitigación del cambio climático en procesos industriales y consumo de energéticos. Se consultaron las bases de datos ScienceDirect y Scopus.

Otra información se recopiló a través de las páginas web oficiales de entidades gubernamentales nacionales e internacionales.

Lo anterior permitió la consolidación de información base para el desarrollo del proyecto, tal como los *drivers* de emisiones y consumo energético, entre otra información sectorial. A su vez, permitió determinar la metodología a emplear, en este caso el modelo GACMO desarrollado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y la Universidad Técnica de Dinamarca (UNEP DTU Partnership), lo cual se basó en la revisión del estado del arte referente a este modelo.

- **Fase 3: Proyección del escenario de referencia**

El escenario de referencia o BAU, corresponde a la línea base o estimación de emisiones de GEI en términos de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /año, en ausencia de acciones para mitigar o reducir estas emisiones.

De acuerdo con esto, esta tercera fase permitió la definición de un escenario de referencia tanto de consumo de energéticos como de emisiones de GEI asociadas a los módulos IPPU y Energía para el año base (2010). Estos escenarios son de tipo variable, es decir que se calcularon una sola vez pero se asumió que el consumo de energéticos y las emisiones varían a lo largo del horizonte de tiempo considerado de acuerdo con los *drivers* empleados.

Una vez elaborado el escenario de referencia de emisiones de GEI, se realizó la estimación de la incertidumbre de acuerdo con las directrices del IPCC. La importancia de este análisis se basa en el hecho de que en algunos casos no es posible determinar el valor real o verdadero de las emisiones debido a factores como la falta de representatividad en la fuente de información, factores de emisión que no representan las condiciones reales del sector o por la variación normal del proceso de emisión. Por ello, este análisis se convierte en la herramienta de confiabilidad de los datos obtenidos.

Esta fase se determinó como la fase más importante del proyecto, puesto que a partir de estos escenarios se construyó el escenario de mitigación.

- **Fase 4: Construcción del escenario de mitigación**

El escenario de mitigación permite construir una herramienta de planificación de largo plazo, en el cual se pueden identificar reducciones de emisiones de GEI al implementar acciones de mitigación.

Con base en el escenario de referencia de emisiones de la fase 3 y la metodología del modelo GACMO, se construyó el escenario de mitigación. Este modelo es ampliamente utilizado en análisis donde se definen el año base y el año objetivo, combinando las emisiones en el escenario BAU con las reducciones en las emisiones derivadas de las medidas que se están considerando.

Adicionalmente, se evaluó la eficiencia económica y ambiental de las medidas de mitigación para los módulos bajo análisis, con base en el cálculo de los costos cuando las estrategias de reducción reemplazan acciones de alta emisión bajo la misma base comparativa.

Las medidas consideradas están propuestas con base en datos e información de proyectos de mitigación del MDL, contenidos en la base de datos de la CMNUCC y recopiladas dentro del modelo.

- **Fase 5: Definición del portafolio de medidas de mitigación**

Esta última fase del proyecto comprendió la comparación del escenario BAU con el escenario de mitigación, dando como resultado una serie de medidas de mitigación con mayor potencial de reducción de emisiones y que permiten lograr la meta de reducción de 8,9 MTON CO<sub>2eq</sub>.

Como resultado de este ejercicio, fue posible analizar cómo la implementación de las medidas seleccionadas conllevan al mejoramiento de la calidad del aire y a su vez, el impacto positivo que tiene en la competitividad de las industrias intervenidas. Este análisis también permitió definir los costos de implementación asociados a la ejecución de las medidas.

## 5. DESARROLLO CENTRAL

### 5.1. CAPÍTULO I: CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMOS ENERGÉTICOS Y EMISIONES DE GEI

En el desarrollo de este proyecto, se consideraron las categorías que generan más emisiones en los módulos de análisis, así como aquellos que contaban con información más completa. De acuerdo con esto, se emplearon siete (7) subcategorías del IPCC en actividades de quema de combustibles pertenecientes al módulo de Energía y tres (3) para el módulo IPPU [14]:

#### 1. Energía

##### 1A. Actividades de quema de combustible en industrias manufactureras y de la construcción

- 1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no ferrosos:
- 1A2l Textiles y cueros
- 1A2f Minerales no metálicos
- 1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco
- 1A2d Pulpa, papel e imprenta
- 1A2c Sustancias químicas
- 1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no ferrosos
- 1A2m Industria no especificada

##### 2. Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU)

- 2A Industria de los minerales
- 2B Industria química
- 2D Productos no energéticos de combustibles y uso de solvente

Para la construcción de la línea base de demanda de combustibles o de consumo energético, se utilizó la metodología denominada de microescala o *bottom-up* (de abajo hacia arriba), que estiman las emisiones de cada

subcategoría IPCC de forma particular, utilizando datos individuales de consumo energético por tipo de combustible.

### **5.1.1. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES**

Esta línea base o escenario tendencial, supone la continuidad respecto a la evolución del sistema energético, considerando la información actualmente disponible y determinando las proyecciones de demanda energética en el periodo bajo análisis (2010-2030).

Esta investigación proyecta la línea base, en relación con la evolución de variables que inducen a consumos energéticos futuros, las cuales se conocen como *drivers* o conductores:

- **CONSUMO ENERGÉTICO**

Diferentes aspectos que afectan la economía colombiana, tales como la recesión extranjera, la depreciación de la moneda local, precio del petróleo, entre otros, se traducen en un menor crecimiento económico en el corto plazo, y con ello en una menor demanda de energía. Sin embargo, a mediano plazo, los sectores transables diferentes a minería, con un tipo de cambio más favorable, deberían repuntar, cambiando la composición sectorial de la economía, desde sectores menos intensivos en energía, hacia sectores más intensivos en energía como la industria. [15]

Lo anterior es relevante, ya que los requerimientos de energía para la producción industrial son 40% más altos que los requeridos por toda la economía. De esta forma, es factible que la desaceleración económica no venga acompañada por una desaceleración proporcional en la demanda de energía, en la medida en que la industria, uno de los sectores llamados a liderar el crecimiento de la economía, es más intensivo en la demanda energética que el promedio de toda la economía. [15]

Como el IPCC promueve el uso de estadísticas de combustibles recopiladas por un organismo nacionalmente reconocido, a partir del Balance Energético Nacional publicado por la UPME en el año 2010 se obtuvieron los consumos energéticos por subcategorías en TJ y para 8 tipos de combustibles (*Ver Anexo 1*), como se presentan a continuación:

**Tabla 2. Consumo de energéticos año 2010**

<b>SUBCATEGORÍA</b>	<b>CONSUMO (TJ)</b>
1A2a Hierro y acero	12127
1A2b Metales no ferrosos	
1A2c Sustancias químicas	42306
1A2d Pulpa, papel e imprenta	11120
1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	17903
1A2f Minerales no metálicos	50501
1A2l Textiles y cueros	8068
1A2m Industria no especificada	15766

**Fuente:** [16]

- **ESCENARIO ECONÓMICO**

El crecimiento económico de un país se mide a través del comportamiento favorable de ciertas variables, entre ellas el aumento en la producción de bienes y servicios (PIB). Este indicador representa el total de bienes y servicios producidos en un país durante un período de tiempo determinado, incluyendo la producción generada por nacionales residentes y extranjeros residentes en el país. [17]

Adicionalmente, se debe considerar que el crecimiento económico está fuertemente ligado con el aumento de la actividad manufacturera, por lo cual, el consumo energético aumenta proporcionalmente.

Para las proyecciones del PIB sectorial, se utilizaron las tasas de crecimiento proyectadas a través de escenarios macroeconómicos realizados por la Universidad de los Andes, con información del DNP y dentro del marco de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), donde se asumió que todos los sectores económicos crecerían homogéneamente. [18]

**Tabla 3. PIB proyectado para el periodo 2010-2030**

<b>Crecimiento Sectorial Anual</b>	<b>2010-2015</b>	<b>2016-2020</b>	<b>2021-2025</b>	<b>2026-2030</b>
1A2f Minerales no metálicos	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379

<b>Crecimiento Sectorial Anual</b>	<b>2010-2015</b>	<b>2016-2020</b>	<b>2021-2025</b>	<b>2026-2030</b>
ferrosos				
1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2d Pulpa, papel e imprenta	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2c Sustancias químicas	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2l Textiles y cueros	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2m Industria no especificada	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379
1A2h Maquinaria	1,03746	1,03941	1,05501	1,01379

Fuente: [18]

- **FACTORES DE EMISIÓN Y POTENCIALES DE CALENTAMIENTO**

Los factores de emisión utilizados para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O fueron los determinados en las directrices del IPCC para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción:

**Tabla 4. Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción**

	<b>Factores de emisión</b>		
	CO <sub>2</sub> Factor de emisión	CH <sub>4</sub> Factor de emisión	N <sub>2</sub> O Factor de emisión
	(KgCO <sub>2</sub> /TJ)	(Kg CH <sub>4</sub> /TJ)	(Kg N <sub>2</sub> O /TJ)
<b>Combustibles líquidos</b>			
Petróleo	73300	3,00	0,60
Otro queroseno	71900	3,00	0,60
Gas/Diesel oil	74100	3,00	0,60
Fuelóleo residual	77400	3,00	0,60
Gas Licuado de Petróleo	63100	1,00	0,10

<b>Factores de emisión</b>			
	CO <sub>2</sub> Factor de emisión	CH <sub>4</sub> Factor de emisión	N <sub>2</sub> O Factor de emisión
	(KgCO <sub>2</sub> /TJ)	(Kg CH <sub>4</sub> /TJ)	(Kg N <sub>2</sub> O /TJ)
<b>Combustibles sólidos</b>			
Otro carbón bituminoso	94600	10,00	1,50
<b>Gas Natural</b>			
Gas Natural	56100	1,00	0,10
<b>Energía eléctrica</b>			
3.74E-10	Mt de CO <sub>2</sub> /kWh	0,374	Gg de CO <sub>2</sub> /GWh

Fuente: [19]

Además, para determinar la medida en la que un gas de efecto invernadero determinado contribuye al cambio climático, se consideraron los potenciales de calentamiento propuestos por el IPCC en un horizonte temporal de 100 años.

**Tabla 5. Potenciales de calentamiento**

<b>Potenciales de calentamiento</b>	
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	25
N <sub>2</sub> O	289

Fuente: [20]

### **5.1.2. PROYECCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMOS ENERGÉTICOS**

En concordancia con el desempeño económico, éste se encuentra estrechamente relacionado con el comportamiento de la demanda de energéticos, lo cual reafirma la importancia de la energía como insumo productivo.

De esta manera, la línea base de consumo de energéticos se calculó de acuerdo con las proyecciones sectoriales de crecimiento de cada una de las subcategorías a analizar.

### Ecuación 1. Cálculo del consumo de combustible (TJ)

$$Cx (TJ) = C1 (TJ) \text{ año anterior} * Cs$$

Donde,

**Cx:** consumo total (TJ)

**C1:** consumo del año anterior (TJ),

**Cs:** crecimiento sectorial en cada periodo de tiempo.

Por ejemplo, para el caso del subsector 1A2a Hierro y Acero – 1A2b Metales no ferrosos para el año 2011:

$$Cx (TJ)_{2011} = 12127 TJ (2010) * 1,03746$$

$$Cx (TJ)_{2011} = 12548,53 TJ$$

A partir de este cálculo, sumando los valores obtenidos por año en cada rango, se obtuvieron los siguientes resultados:

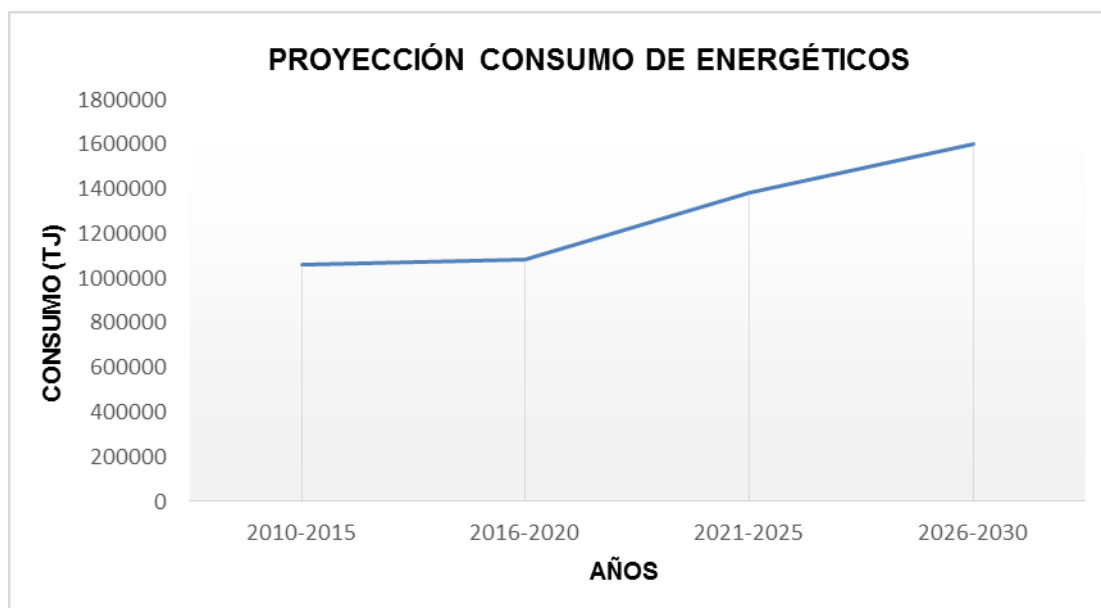
**Tabla 6. Escenario de consumo energético año 2010-2030**

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
	Consumo (TJ)	Consumo (TJ)	Consumo (TJ)	Consumo (TJ)
1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no ferrosos	80190,71	82228,51	104463,05	123580,32
1A2c Sustancias químicas	298070,59	305645,15	388291,39	449109,41
1A2d Pulpa, papel e imprenta	73290,10	75152,55	95473,75	110427,79
1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	117995,75	120994,25	153711,02	177786,75
1A2f Minerales no metálicos	333173,38	341639,98	434019,19	501999,56
1A2l Textiles y cueros	53174,87	54526,15	69269,98	80119,73
1A2m Industria no especificada	103911,13	106551,72	135363,23	156565,15
<b>TOTAL</b>	1059806,53	1086738,32	1380591,60	1599588,71

**Fuente:** Elaboración propia.



**Gráfica 1. Escenario de consumo energético año 2010-2030**



**Fuente:** Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica 1, el consumo de energéticos presenta un comportamiento creciente a lo largo del periodo de análisis, pasando de 1059806,53 de TJ en 2010 a 1599588,71 TJ en 2030; lo que representa un incremento de 539782,18 TJ y aproximadamente un aumento del 50% más respecto al año base. Adicionalmente, la subcategoría con mayor consumo es la de Minerales no metálicos, representando el 32% del consumo total para el año 2030.

Aunque en el periodo 2010 -2015 el consumo de energéticos se mantiene constante, presenta un comportamiento creciente a partir del 2016, lo cual está relacionado con el crecimiento económico de cada una de las subcategorías.

### **5.1.3. PROYECCIÓN DE LA LÍNEA BASE DE EMISIONES**

De acuerdo con las directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de GEI, en el capítulo 2 de combustión estacionaria, en cuanto al método de cálculo se seleccionó el nivel 1<sup>2</sup>, ya que este método estima las emisiones de todas las fuentes de combustión (de un combustible particular) con base en las cantidades (TJ) de combustible consumido y factores de emisión por omisión. [20]

<sup>2</sup> El nivel 1 corresponde al método de estimación de emisiones del IPCC, procedentes de estadísticas nacionales de energía y de factores por defecto de emisión.

**Ecuación 2. Cálculo de las emisiones GEI procedentes de combustión estacionaria en términos de CO<sub>2eq</sub>**

$$Em\ GEI\ (CO_2\ eq) = (Cc\ (TJ)) * Fe\ CO_2\ combustible * Pc)$$

Donde,

**Em GEI:** emisión de GEI dada por tipo de combustible (CO<sub>2eq</sub>)

**Cc:** cantidad de combustible consumida (TJ)

**Fe:** factor de emisión dado por tipo de combustible (kg gas/TJ)

**Pc:** potencial de calentamiento de cada tipo de gas.

Con relación al incremento de consumo de energéticos en las subcategorías, se puede inducir una evidente relación con la tendencia de emisiones de CO<sub>2eq</sub>.

El resumen de los resultados del escenario de referencia de emisiones se presenta a continuación:

**Tabla 7. Emisiones de CO<sub>2eq</sub> por quema de combustible 2010-2030**

	<b>2010-2015</b>	<b>2016-2020</b>	<b>2021-2025</b>	<b>2025-2030</b>
	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>
1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no ferrosos	11558,42	11852,14	15056,96	17637,47
1A2c Sustancias químicas	23561,37	24160,11	30692,98	35500,42
1A2d Pulpa, papel e imprenta	8909,51	9135,92	11606,27	13424,15
1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	14177,69	14537,97	18469,03	21361,83
1A2f Minerales no metálicos	25874,67	26532,20	33706,49	38985,93
1A2l Textiles y cueros	6446,20	6610,01	8397,35	9712,63
1A2m Industria no especificada	7801,50	7999,75	10162,88	11754,69
<b>TOTAL</b>	<b>98329,36</b>	<b>100828,11</b>	<b>128091,96</b>	<b>148377,12</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

En cuanto a las emisiones provenientes de Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU), se consideraron las subcategorías que tenían mayor participación en la generación de emisiones de GEI:

- Industria de los Minerales No Metálicos
- Industria química
- Productos no energéticos de combustibles y uso de solvente (lubricantes, parafinas, solventes)

En este caso, se tomó como referencia las emisiones del Inventario Nacional de GEI para el año 2010 y la proyección se calculó de acuerdo con el crecimiento sectorial de cada subcategoría:

**Tabla 8. Emisiones de CO<sub>2eq</sub> por Procesos Industriales y Uso de Productos 2010-2030**

	<b>2010-2015</b>	<b>2016-2020</b>	<b>2021-2025</b>	<b>2026-2030</b>
	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (Gg CO<sub>2eq</sub>)</b>
2A Industria de los Minerales	27493,02	28191,67	35814,68	41424,32
2B Industria química	18439,25	18907,83	24020,49	27782,82
2D Productos no energéticos de combustibles y uso de solvente	705,22	723,14	918,68	1062,57
<b>TOTAL</b>	46637,48	47822,64	60753,84	70269,71

**Fuente:** Elaboración propia.

Una vez calculadas las emisiones para cada módulo, se realizó la suma de CO<sub>2eq</sub> de IPPU y Energía, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 9. Escenario BAU de emisiones totales de MTon CO<sub>2eq</sub> 2010-2030**

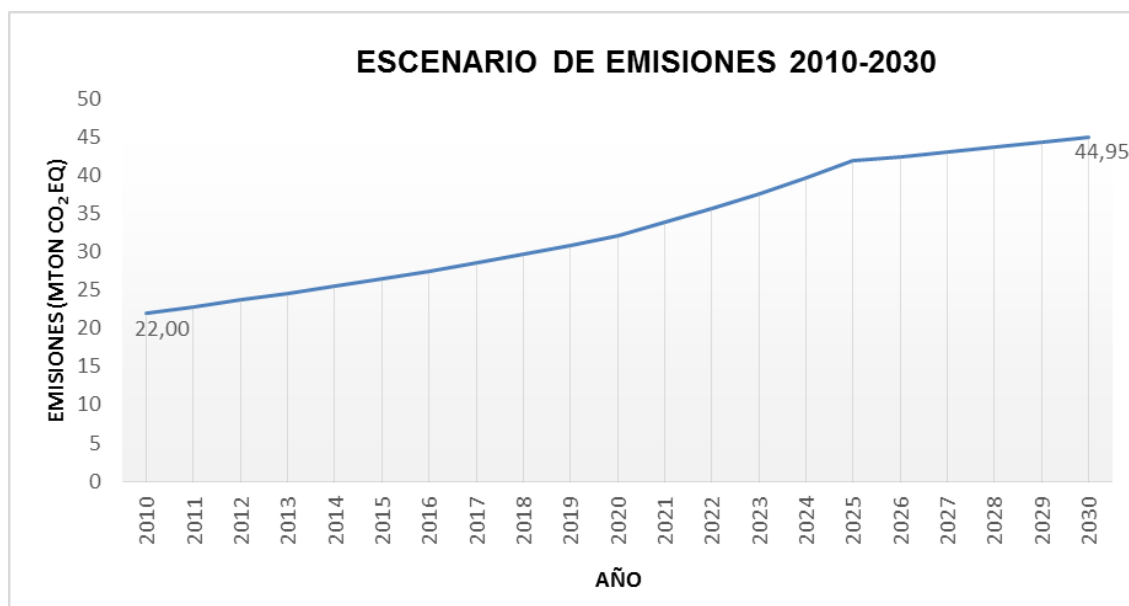
	<b>2010-2015</b>	<b>2016-2020</b>	<b>2021-2025</b>	<b>2026-2030</b>	<b>2026-2030</b>
	<b>Emisiones (MTon CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (MTon CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (MTon CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (MTon CO<sub>2eq</sub>)</b>	<b>Emisiones (MTon CO<sub>2eq</sub>)</b>
Energía	98.33	100.83	128.09	117.87	30.50
IPPU	46.64	47.82	60.75	55.83	14.44
<b>TOTAL</b>	<b>144.97</b>	<b>148.65</b>	<b>188.85</b>	<b>173.70</b>	<b>44.95</b>

**Fuente:** Elaboración propia

De acuerdo con la gráfica 2 se espera que el escenario BAU de emisiones, aumente el doble respecto al año base (2010).

Esto se debe a que como indica la gráfica 1, la demanda de energía aumenta provocando que las emisiones GEI a su vez incrementen proporcionalmente. Como se mencionó anteriormente esta tendencia de crecimiento continuará, impulsada principalmente por el crecimiento económico<sup>3</sup> y el aumento de la población<sup>4</sup>.

**Gráfica 2. Emisiones de CO<sub>2eq</sub> 2010-2030**



**Fuente:** Elaboración propia.

<sup>3</sup> Se asume que la economía crece 5% anual a partir del año 2014; lo que representaría un PIB de 1.400 billones de pesos en el año 2030.

<sup>4</sup> De acuerdo con la INDC presentada por Colombia, la tasa de crecimiento de la población nacional para el período 2010 - 2030 es 1,04% anual promedio, alrededor de 53 millones de habitantes.

#### 5.1.4. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

Determinar la incertidumbre en los inventarios de GEI es un factor importante en el control de la calidad de las estimaciones. Se consideró la aplicación de la metodología del IPCC de cuantificación de las incertidumbres en la práctica, considerando el factor de emisión utilizado y la calidad de la información base empleada en los cálculos. [21]

##### 5.1.4.1. INCERTIDUMBRE POR FACTOR DE EMISIÓN

Para la quema de combustible fósil, la incertidumbre de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> es relativamente baja. Se determinan estos factores de emisión en relación al contenido de carbono del combustible. No obstante, es importante señalar que suele haber diferencias intrínsecas en las incertidumbres de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de los productos de petróleo, carbón y gas natural.

Los factores de emisión del CH<sub>4</sub> y especialmente del N<sub>2</sub>O son muy inciertos. Las grandes incertidumbres de los factores de emisión pueden atribuirse a la falta de mediciones pertinentes, a la incertidumbre propia de las mediciones o a una comprensión insuficiente del proceso que genera las emisiones.

Se utilizaron los datos por defecto derivadas de la clasificación de la guía EMEP/CORINAIR [22].

**Tabla 10. Estimación por defecto de la incertidumbre para los factores de emisión de la combustión estacionaria**

SECTOR	CO <sub>2</sub>
Combustión industrial	50-150%

**Fuente:** [19]

En cuanto a la subcategoría de productos no energéticos de combustibles y uso de solvente, perteneciente al módulo IPPU, los factores por defecto son muy inciertos, pues están basados en un conocimiento limitado de los índices de oxidación típicas de los lubricantes. El dictamen de los expertos sugiere que se utilice una incertidumbre por defecto del 50%. [23]

#### 5.1.4.2. INCERTIDUMBRE POR DATOS DE ACTIVIDAD

La incertidumbre general de los datos de la actividad es una combinación de los errores sistemáticos con los aleatorios.

Los países más desarrollados preparan los balances de provisión y entrega de combustible, lo que crea un control de sus errores sistemáticos. En estas circunstancias, los errores sistemáticos generales suelen ser pequeños. Los expertos creen que la incertidumbre resultante de los dos errores combinados quizá se encuentre en el rango de  $\pm 5\%$ . En el caso de los países con sistemas de datos de energía menos desarrollados, como es el caso de Colombia, sería significativamente mayor, aproximadamente del 10%.

Para la subcategoría de productos no energéticos de combustibles y uso de solvente, perteneciente al módulo IPPU, una gran parte de la incertidumbre en las estimaciones de emisiones está relacionada con la dificultad para determinar la cantidad de productos no energéticos utilizados en los países individuales; basándose en el dictamen de expertos sobre la exactitud de las estadísticas energéticas, para estas incertidumbres se puede emplear un valor por defecto del 10% en países con estadísticas de energía no tan desarrolladas. [23]

Teniendo en cuenta las circunstancias nacionales, se utilizó como referencia una incertidumbre del 10% en ambos módulos.

- **Sensibilidad tipo A**

Representa el cambio en la diferencia en las emisiones generales entre el año base y el año en curso, expresado como porcentaje, resultante de un aumento del 1% en las emisiones de determinadas categorías de fuentes y gases, tanto en el año base como en el año en curso.

- **Sensibilidad tipo B**

Es el cambio en la diferencia en las emisiones generales entre el año base y el año en curso, expresado como porcentaje, resultante de un aumento del 1% en las emisiones de determinadas categorías de fuentes y de gases, sólo en el año en curso

Una vez definidos estos valores, se empleó la hoja de cálculo recomendada por el IPCC. En la tabla 10, se muestra el cálculo y los resultados de la estimación de la incertidumbre, en términos de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ .

Donde,

**C:** Emisiones del año base (Gg de CO<sub>2</sub>)

**D:** Emisiones año 2030 (Gg de CO<sub>2</sub>)

**E:** Incertidumbre en los datos de actividad

**F:** Incertidumbre en el factor de emisión

**G:** Incertidumbre combinada

**H:** Incertidumbre combinada como % total de emisiones en el año 2030

**I:** Sensibilidad tipo A

**J:** Sensibilidad tipo B

**K:** Incertidumbre en las emisiones debido a la incertidumbre en el factor de emisión

**L:** Incertidumbre en las emisiones debido a la incertidumbre en el dato de actividad

**M:** Incertidumbre en la tendencia de las emisiones nacionales totales

De acuerdo con los resultados obtenidos, la incertidumbre de la línea base y las proyecciones de emisiones de GEI tiene una incertidumbre combinada global de 5.7% que representa el aporte de cada subcategoría con respecto a la incertidumbre total del año base (2010). Además, arrojó una incertidumbre del 17% que indica el aporte de la incertidumbre total en la tendencia de las emisiones total hasta el año de referencia (2030).

De acuerdo con Rypdal y Winiwarer, la incertidumbre reportada en las emisiones totales de inventarios de GEI de alta calidad oscila entre 5-20%. [24]

**Tabla 11. Cálculo de incertidumbre en la línea base de emisiones de GEI**

<b>Categoría IPCC</b>	<b>GEI</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>H</b>	<b>I</b>	<b>J</b>	<b>K</b>	<b>L</b>	<b>M</b>
1A2a Hierro y acero 1A2b Metales no ferrosos	CO <sub>2</sub>	4551,420	9345,568	10	50	51	1,19	0,006	0,60	0,29	8,54	0,071
1A2c Sustancias químicas	CO <sub>2</sub>	3574,870	7295,860	10	50	51	0,93	0,003	0,33	0,13	4,71	0,039
1A2d Pulpa, papel e imprenta	CO <sub>2</sub>	1351,800	2758,860	10	50	51	0,35	0,001	0,13	0,05	1,78	0,015
1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	CO <sub>2</sub>	2151,120	3993,670	10	50	51	0,51	-0,017	0,18	-0,83	2,58	0,023
1A2f Minerales no metálicos	CO <sub>2</sub>	8097,260	16525,489	10	50	51	2,11	0,006	0,75	0,29	10,68	0,089
1A2l Textiles y cueros	CO <sub>2</sub>	978,060	1996,090	10	50	51	0,26	0,001	0,09	0,03	1,29	0,011
1A2m Industria no especificada	CO <sub>2</sub>	1183,690	2415,760	10	50	51	0,31	0,001	0,11	0,04	1,56	0,013
2D Productos no energéticos de combustibles y uso de solvente	CO <sub>2</sub>	107,00	218,370	10	50	51	0,03	0,0001	0,01	0,00	0,14	0,001
<b>TOTAL</b>		<b>21888,22</b>	<b>44331,30</b>				<b>5,7%</b>					<b>17,0%</b>

**Fuente:** Elaboración propia.



## 5.2. CAPÍTULO 2: ESCENARIO DE MITIGACIÓN

Para la identificación de las medidas de mitigación que conformarían el escenario de reducción de 8,9 Mton CO<sub>2eq</sub>, se empleó el modelo GACMO, el cual, es ampliamente utilizado para análisis en los que se definen el año base y el año objetivo, combinando las emisiones en el escenario de referencia con las reducciones en las emisiones derivadas de las medidas que se están considerando.

Adicionalmente, se evaluó la eficiencia económica y ambiental de las medidas de mitigación para los módulos bajo análisis, con base en el cálculo de los costos cuando las estrategias individuales de reducción, reemplazan acciones de alta emisión bajo la misma base comparativa.

Las medidas consideradas, están propuestas con base en datos e información de proyectos de mitigación del MDL, contenidos en la base de datos de la CMNUCC y recopiladas dentro del modelo.

Cabe señalar, que las incertidumbres relacionadas con estos cálculos a largo plazo son considerables, teniendo en cuenta que se asumieron los siguientes supuestos:

- Esta investigación sólo evaluó medidas que reflejan claramente el escenario base determinado anteriormente y tienen el objetivo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20%.
- Se adoptó una tasa de descuento del 10%, ya que es la tasa más empleada en la evaluación de proyectos y porque además se asume como un proyecto de bajo riesgo.
- No se produce ningún cambio en el nivel de demanda de energéticos cuando se introduce una medida de mitigación.
- Se utilizaron los costos normalizados del Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO), para el precio de los combustibles, sin tener en cuenta variaciones en el precio del combustible a lo largo del tiempo.
- Se tuvieron en cuenta únicamente medidas que estuvieran relacionadas con el PAS de Industria.

En primer lugar, para que el modelo pueda emplearse es necesario tener como referencia la línea base de emisiones. El modelo permite calcularla, pero como ésta se calculó en el capítulo anterior únicamente se completó la tabla correspondiente al balance del año 2030, como se muestra en la Tabla 12.

Así mismo, el modelo requiere unos datos iniciales o suposiciones específicas para cada análisis correspondiente a un perfil socioeconómico del país/región en el año de inicio, que en este caso es el 2010. Además de los precios de referencia de los combustibles incluidos en el análisis. Ver Tabla 13 y 14.

**Tabla 12. Balance de emisiones de GEI año 2030, mediante el modelo GACMO**

<b>Balance GEI – 2030 (MtonCO<sub>2</sub>)</b>									
<b>Subcategoría</b>	<b>Total</b>	<b>GLP</b>	<b>Diesel</b>	<b>Fueloil</b>	<b>Queroseno</b>	<b>Carbón</b>	<b>Gas</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Electricidad</b>
Químico	7296,4	32,0	106,6	6,8	26,2	302,4	4348,2	246,2	2228,0
Minerales no metálicos	8012,2	94,1	133,5	1,9	109,6	2106,2	3948,8	145,0	1473,1
Alimentos y bebidas	3993,7	71,8	324,8	43,1	11,3	467,1	562,0	645,3	1868,3
Metales no ferrosos	3635,2	63,2	58,7	0,0	21,0	1008,5	298,5	155,7	2029,6
Pulpa, papel e imprenta	2758,9	18,7	14,1	33,8	3,8	902,8	492,1	2,1	1291,5
Textiles y cuero	1996,1	23,3	65,9	11,7	13,6	659,0	107,4	280,2	835,0
No especificada	2415,8	0,0	289,7	0,0	0,0	1075,9	823,2	157,6	69,5
Procesos Industriales	14,441								
<b>TOTAL EMISIÓN DE GEI (Σ)</b>	<b>44,550</b>								

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 13. Datos iniciales en el modelo GACMO**

País	Colombia
Año de inicio	2010
Moneda	Peso
Tasa de cambio utilizada 1 US\$	2800 COP
Tasa de descuento	10%

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 14. Precio de referencia de los combustibles**

<b>ENERGÉTICO</b>	<b>PRECIO</b>	<b>UNIDAD</b>
Petróleo crudo	19,9	USD/bbl
Gas natural	2,7	USD/GJ
Carbón	1,56	USD/GJ
Electricidad	121,12	USD/MWh

<b>ENERGÉTICO</b>	<b>PRECIO</b>	<b>UNIDAD</b>
Diesel oil	18,53	USD/GJ
Queroseno	4,9	USD/GJ
Fuel oil	0,8	USD/GJ

**Fuente:** [25]

En cuanto a factores de emisión, se consideraron los propuestos por el IPCC, para combustión estacionaria. *Ver tabla 4.*

### **5.2.1. DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN**

Una vez se ingresaron las variables de entrada, el modelo realizó el análisis para todas las opciones de mitigación de GEI disponibles. Aquí el impacto total de las acciones se suma para obtener la reducción total de las emisiones de GEI, la inversión y el costo de implementación total.

Gracias a estos resultados, se identificaron las opciones más adecuadas en lo que respecta a los costos y beneficios, es decir, en cuanto al potencial de mitigación (Mton CO<sub>2eq</sub>) y los costos de abatimiento (US\$/TonCO<sub>2eq</sub>).

En la Tabla 15 se presentan los resultados de las medidas seleccionadas. En la primera columna se presenta el nombre de las cinco (5) medidas de mitigación seleccionadas, con el respectivo costo en dólares americanos por 1 tonelada de CO<sub>2</sub> reducida, es decir el costo – beneficio de la medida.

La tercera columna corresponde a la reducción de CO<sub>2</sub> estimada, por cada unidad, es decir por cada vez que se aplique la medida. Posteriormente se presenta el costo de inversión total por medida en dólares americanos, lo cual indica el costo que representa implementar cada medida de mitigación; así como el número de unidades (industrias) intervenidas.

Finalmente, se presenta la reducción acumulada o potencial de mitigación, lo cual representa la cantidad estimada de emisiones de GEI (en Mton CO<sub>2eq</sub>) que cada medida reduciría en el año 2030.

**Tabla 15. Resumen de las medidas de mitigación propuestas**

<b>MEDIDA</b>	<b>COSTO DE ABATIMIENTO (USD/tonCO<sub>2</sub>)</b>	<b>REDUCCIÓN (Mt CO<sub>2</sub>/unidad)</b>	<b>INVERSIÓN (Millones USD)</b>	<b>NÚMERO DE UNIDADES INTERVENIDAS</b>	<b>REDUCCIÓN ACUMULADA EN 2030 (Mton CO<sub>2eq</sub>)</b>
Cogeneración de energía a partir de biomasa	-0,089	0,111	5,9	2	0,222
Sustitución de clinker en la producción de cemento	-0,009	2,126	14,9	3	6,378
Recuperación de calor residual	-0,216	0,423	6	2	0,847
Conversión de carbón a gas natural en la industria	0,0003	0,037	0,3	15	0,552
Destrucción de N <sub>2</sub> O en la producción de ácido nítrico	0,000001	0,917	2,4	1	0,917
<b>TOTAL</b>	<b>-0,088</b>	<b>3,614</b>	<b>29,5</b>	<b>23</b>	<b>9,0</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

### **5.2.1.1. COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA**

La biomasa es la materia viva presente en la biosfera, la cual representa una fracción muy pequeña de la masa terrestre. Los residuos que se generan a partir de los procesos de transformación natural o artificial de la materia viva, también constituyen la biomasa. Se considera entonces, que la biomasa es renovable porque forma parte del flujo natural de la transformación de la materia orgánica.

En cuanto a biomasa residual, esta hace referencia a los subproductos que se derivan de las transformaciones naturales o industriales que se llevan a cabo en la materia orgánica, por ejemplo en los residuos de las cosechas.

En la composición de la biomasa se encuentran grandes cantidades de carbono, oxígeno e hidrógeno, que constituyen compuestos involucrados en reacciones exotérmicas generadoras de energía. Por lo cual, cuando la biomasa se somete a un proceso de combustión, el aporte de emisiones de CO<sub>2</sub> es neutro, lo cual significa que su uso como fuente energética no contribuye al aumento de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. [26]

De acuerdo con el análisis del potencial energético de la biomasa residual en Colombia, realizado por la UPME, se concluyó que una de las biomásas con mayor disponibilidad es la cascarilla de arroz, gracias a la posición geográfica y variedad de climas que ofrecen condiciones favorables para el desarrollo de actividades agropecuarias. De igual manera, se concluyó que Colombia cuenta con un gran potencial de desarrollo de proyectos de sustitución de combustible en diferentes industrias, como en el sector cemento, alimentos y papel, debido a la alta disponibilidad de esta biomasa. [26]

En Colombia, el arroz es uno de los cultivos de ciclo corto más importantes. Los eslabones involucrados en la cadena de arroz son pocos: en primer lugar, se encuentra la producción agrícola de arroz paddy (cáscara) verde, en segundo lugar, el procesamiento industrial, el cual consiste en someter el paddy verde a un proceso de secamiento, el descascarillado, el pulimento para obtener arroz blanco apto para el consumo y en tercer lugar el proceso de comercialización del arroz blanco. [27]

El área sembrada de arroz paddy en el total nacional durante el primer semestre de 2016, creció 27,5 % (389.864 ha), frente al mismo periodo de 2015. La mayor área sembrada se registró en el departamento de Casanare (139.097 ha). El área cosechada durante el mismo periodo, creció 15,6 % (152.879 ha), frente al mismo periodo de 2015.

Durante el primer semestre de 2016, la producción total de arroz paddy verde en Colombia fue de 874.178 toneladas registrando un incremento del 11,9 % con respecto del mismo periodo del año anterior. [28]

Como resultado de la trilla del paddy verde para la obtención del arroz blanco, se genera un residuo agrícola correspondiente a cascarilla de arroz; donde por cada 5 toneladas de paddy, se genera 1 de cascarilla. La cadena de arroz en Colombia, una mirada global en su estructura dinámica 1991-2005.

Esta cascarilla de arroz es un tejido vegetal constituido por celulosa y sílice, elementos que ayudan a su buen rendimiento como combustible. En cuanto a la composición de la cascarilla, el porcentaje de carbono fijo se encuentra entre 12,40 – 25,10%, las cenizas entre 16,92 – 24,6% y el material volátil entre 51,98 – 67,7%.

El contenido de humedad de la cascarilla de arroz cuando sale del descascarillador varía entre 5 y 40%. Además, su poder calórico está relacionado directamente con su contenido de humedad, ya que un elevado porcentaje de humedad reduce la eficiencia en la combustión. En este sentido, el poder calorífico de la cascarilla está estimado alrededor de 13800 KJ/kg. [26]

La ceniza de cascarilla producto del proceso de quema controlada, algunas veces es utilizada como material sustituto parcial del clinker en el cemento.

Por otro lado, la cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sostenible. [29]

Dado lo anterior, esta primera medida de mitigación propone la utilización de cascarilla de arroz para la generación simultánea de electricidad y vapor para el consumo interno, mediante una turbina de vapor de condensación y extracción.

Esta tecnología consiste en una turbina de contrapresión (la presión del vapor a la salida de la turbina es superior a la atmosférica) que recibe el vapor de la caldera y sale a la presión del vapor del proceso. Seguido a esta turbina, en el mismo eje, se dispone de una turbina de condensación, la cual recibe el vapor de la turbina de contrapresión y lo condensa. Ambas turbinas proporcionan electricidad para cubrir la demanda eléctrica. La demanda térmica, se cubre con parte del vapor extraído de la turbina de contrapresión.

Cabe resaltar que la presión y la temperatura a la entrada de la turbina de contrapresión deben ser lo más alto posible para generar la máxima cantidad de electricidad con el mínimo gasto de vapor. [30]

Además, se consideraron los siguientes supuestos:

- La potencia de la turbina es de 6000 kW, esto generará 6 MWh
- Esta medida es aplicable a siete (7) industrias de la subcategoría de procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco en el año 2030, que cuenten con una caldera de carbón en sus procesos productivos
- El año de ingreso de la medida es 2020
- Eficiencia de la caldera de carbón del 70%
- Demanda de carbón inicial de 417324,9 GJ/año

**Tabla 16. Resumen medida de cogeneración de energía a partir de biomasa**

<b>Datos iniciales</b>		
Tasa de descuento	10%	
Precio de referencia de electricidad	121,12	USD/kWh
Factor de emisión electricidad	0,56	TonCO <sub>2</sub> /MWh
Factor de emisión carbón	94,6	kgCO <sub>2</sub> /GJ
Precio de referencia del carbón	0,16	US\$/GJ
<b>Mitigación</b>		
Potencial de mitigación	0,222	Mton CO <sub>2eq</sub>
O&M	4,0%	
Generación de electricidad	6	MWh
Inversión	5,9	Millones USD
Factor de capacidad	8160	Horas
Generación de vapor	12	TPH
Poder calorífico de la cascarilla de arroz	13,0	GJ/Ton
Eficiencia en la generación de energía eléctrica	30%	
Uso específico de la cascarilla de arroz	0,69	Ton de cascarilla/MWh
Uso total de la cascarilla de arroz	33950	Ton de cascarilla/año
Precio de la cascarilla de arroz	68,7	USD/Ton

**Fuente:** [19], [20], [25], [31]

### 5.2.1.2. SUSTITUCIÓN DE CLINKER EN LA PRODUCCIÓN DE CEMENTO

En primer lugar, el cemento es un polvo fino que se obtiene al someter una mezcla de piedra caliza, arcilla y otras sustancias a temperaturas muy altas, que además de calcio contiene sílice, alúmina y óxido de hierro y forma, con adición de una cantidad adecuada de agua, una pasta conglomerante capaz de endurecer tanto en el agua como en el aire.

La principal materia prima para la producción de cemento es el clinker, el cual está compuesto de materiales calizos (piedra caliza y la arcilla calcárea), los cuales aportan el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en la reacción química y representan entre el 80 - 85% de la mezcla, además está compuesto de arcilla que proporciona sílice y alúmina en forma de óxido, estos materiales representan entre el 15 y el 20% de la mezcla. Para la producción de 1 Ton de clinker se requiere 1,6 Ton de materia prima. [32]

En este sentido, el clinker se produce por cocción a altas temperaturas, que al ser molido finamente (algunas veces con otros elementos) genera cemento Portland (gris), especial y blanco. Este proceso de producción, depende del contenido de humedad en la alimentación al horno y genéricamente se conocen los procesos húmedos y secos, que son los usados en Colombia:

- **Vía húmeda**

La alimentación al horno se produce en forma de una pasta con un grado de humedad comprendido entre el 30 y el 40%. El horno necesita una zona adicional para efectuar la deshidratación. Asimismo, se requiere una adición extra de calor para evaporar el agua. [32]

- **Vía seca**

La humedad de la alimentación a la llegada al horno o al sistema de precalentamiento es inferior al 1%. En el proceso vía seca el crudo a su salida de la homogenización pasa a los sistemas de alimentación y de éste aun precalentador constituido al menos por una etapa de ciclones. [33]

En cuanto al desempeño de la industria del cemento colombiano, en los últimos años ha crecido de forma estable aún con su estructura oligopólica de mercado, ya que en Colombia están presentes tres (3) industrias productoras de cemento de talla mundial: CEMEX, ARGOS, y HOLCIM.



De acuerdo con la Federación Interamericana del Cemento (FICEM), la producción Colombiana ha ganado posiciones frente a otros países de la región en los últimos años, por ejemplo en el año 2012 alcanzó las 10,9 millones de toneladas para ubicarse en el tercer lugar a nivel latinoamericano. Además, este sector ocupa un lugar importante en la economía nacional, con una participación en el PIB del 7,3%. [34]

Según el reporte de producción de cemento del DANE, la producción de cemento para el año 2015, fue de 1.210.236 Ton, con un crecimiento del 7,2% en comparación con el año 2014. Este aumento puede evidenciarse en el incremento de proyectos de construcción de vivienda y el número importante de obras públicas y privadas que se desarrollan a nivel nacional. [35]

En este mismo reporte, se estimó que la producción de clinker fue de 962097 Ton, en 2015, con un crecimiento del 7,2%, en comparación con el año 2014.

Esta medida de mitigación, consiste en sustituir la línea de producción de clinker de vía húmeda a vía seca en 3 plantas cementeras en el país, mediante el remplazo de la fuente de calcio carbonatada convencional (materiales calizos y arcilla) en un 50%, por residuos de carburo de calcio de la industria siderúrgica, manteniéndose la misma calidad del clinker.

En este caso, las materias primas deben almacenarse en condiciones húmedas (90%), para evitar la dispersión de material particulado causado por la preparación de la materia prima.

Todo el sistema de producción se compone principalmente de las siguientes partes:

- Los residuos húmedos de carburo de calcio, deben ser dispuestos en un deshidratador para disminuir el contenido de agua del 90% al 65% y luego transportarse al depósito de pasta molida.
- Esta pasta, se mezcla con el 50% de materias primas restantes (materiales calizos y arcilla) y son homogeneizadas mediante un molino de agitación.
- La materia prima homogeneizada debe ser filtrada antes de ser llevada al horno rotatorio y posteriormente al enfriador.

Además, se consideraron los siguientes supuestos:

- Se asume que la producción de cemento por planta es de 2436 Ton cemento/día
- Proporción de clinker convencional del 50%
- Producción de clinker de 1461 Ton clinker/día; 21498939 Ton clinker/año
- Uso de materia prima convencional de 42230059 Ton/año
- Esta medida es aplicable a dos (2) plantas cementeras en el año 2030
- El año de ingreso de la medida es 2020
- El consumo energético es combinado: carbón y energía eléctrica

**Tabla 17. Resumen medida de sustitución de clinker en la producción de cemento**

<b>Datos iniciales</b>		
Tasa de descuento	10%	
Precio de la caliza	12,0	USD/Ton
1 Ton Caliza	0,51	Ton clinker
Precio del carbón	1,6	USD/Ton carbón
Factor de emisión carbón	94,6	kgCO <sub>2</sub> /GJ
Precio de la energía	121,12	USD/kWh
Factor emisión electricidad	0,56	Ton CO <sub>2</sub> /MWh
Factor de emisión clinker	0,786	Ton CO <sub>2</sub> /Tonclinker
Consumo en producción de clinker	1,69	kWh/Tonclinker
Poder calorífico del carbón	25,0	GJ/Ton
<b>Mitigación</b>		
Potencial de mitigación	6,378	MTon CO <sub>2eq</sub>
Inversión	14,9	Millones USD
Porcentaje de clinker a sustituir	50%	Ton Clinker/Ton cemento
Producción de clinker	1218	Ton clinker/día
Producción de clinker	444500	Ton clinker/año
Uso de caliza	873125	Ton caliza/año
Reducción del uso de clinker	21054439	Ton clinker/año

**Fuente:** [19], [20], [25], [36]

### 5.2.1.3. RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL

El sector siderúrgico se encarga de la producción de acero, la cual puede ser a través de mineral de hierro (siderúrgica integrada) o de chatarra (siderúrgica semi-integrada) como materias primas. Colombia se concentra en la producción de aceros largos para concreto o barra, rollo corrugado, barras lisas, alambrón de bajo carbono y perfiles livianos. [37]

En Colombia, la fabricación de productos metalúrgicos básicos ha ganado terreno en el aparato productivo nacional. En 2002, representaba 5,8% del total de la producción industrial del país y 0,8% del PIB. Desde 2003 y hasta la fecha, ha representado en promedio 7,1% y 1,2%, respectivamente. [38]

Así, también, es un importante demandante de energía y de fuerza laboral. De hecho, las empresas siderúrgicas son las mayores consumidoras de energía eléctrica en Colombia.

El ritmo de producción de los últimos años ha estado marcado por el fortalecimiento del acero en el mundo como materia prima esencial y por las fusiones e integraciones que experimentaron las empresas del sector, que consolidaron un mercado con menos agentes, más grandes e involucrados en todos los sectores de la cadena.

En Colombia, las principales siderúrgicas son: Acerías Paz del Río, Aceros Diaco, SIDENAL, Hornasa, Aceros Ferrasa y ACESCO.

En la producción del acero generalmente se emplea el proceso de reducción directa de hierro, donde se utilizan agentes reductores como el hidrógeno o el grafito. El procedimiento consiste en triturar la mena de hierro y pasarla por un reactor con los agentes reductores, para eliminar algunos elementos no convenientes para fusión del hierro. [39]

A partir de este proceso se obtienen pellets o trozos de hierro prerreducido. La reducción directa consiste en obtener hierro metálico por reducción de minerales de hierro, siempre que las temperaturas involucradas no superen la temperatura de fusión de cualquiera de los componentes. Se puede realizar mediante la utilización de gases reductores ricos en  $H_2$  y  $CO$ . [39]

El mineral de hierro, se introduce a través de una tolva que alimenta el horno de reducción directa. Mientras que el mineral desciende a través del horno por flujo de gravedad, se calienta y el oxígeno es reducido por medio de los gases reductores. Estos gases reaccionan con el  $Fe_2O_3$  en el mineral de hierro y lo convierten al hierro metálico, produciendo  $H_2O$  y  $CO_2$ . [39]

El propósito de esta medida consiste en reemplazar el consumo de electricidad del proceso, utilizando el calor residual contenido en los gases residuales de combustión que salen del horno de reducción directa de hierro, mediante la instalación de dos (2) calderas de recuperación de vapor.

Las calderas de recuperación de vapor, son equipos a presión donde el calor procedente de un combustible o proceso, se transforma en energía térmica utilizable, a través de un fluido transportador de calor, en fase líquida o vapor. En estas, se genera intercambio de calor entre gases y agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible.

En la caldera de recuperación el agua pasa por tres tipos de sectores:

- Economizadores: Elevan la temperatura del agua hasta casi la temperatura de ebullición
- Sectores de evaporación: Situados en la zona central de la caldera, donde se produce el cambio de fase líquido-vapor
- Sectores de sobrecalentamiento: Hacen que el vapor adquiera un mayor nivel energético, aumente su entalpía, aumentando su temperatura. Está situado en la zona más próxima al escape de la turbina, donde la temperatura es más alta, 500°C o más.

Finalmente, el vapor producido se expande en una turbina de vapor la cual transforma la energía del flujo de vapor en energía eléctrica. [40]

Se consideraron los siguientes supuestos:

- Esta medida es aplicable a dos (2) industrias siderúrgicas en el año 2030
- El año de ingreso de la medida es 2020
- Capacidad de las calderas de 10 Ton Vapor/h
- Eficiencia de las calderas del 85%
- Capacidad de la turbina de 11 MW

**Tabla 18. Resumen medida de recuperación de calor residual**

<b>Datos iniciales</b>		
Tasa de descuento	10%	
Precio de la electricidad	121,12	USD/kWh
<b>Mitigación</b>		
Potencial de mitigación	0,847	MTon CO <sub>2eq</sub>
Potencia extraída	12	MWh

<b>Datos iniciales</b>		
Tiempo de operación	6300	Horas/año
Energía producida	7,5	MW
Inversión	6,0	Millones USD
O & M	0,2	Millones USD

Fuente: [19], [20], [41]

#### **5.2.1.4. CONVERSIÓN DE CARBÓN A GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA**

El gas natural resulta el combustible más económico en términos de energía entregada (pesos/MMBtu), además de que produce una mejor combustión, gracias a que al estar en estado molecular, sus componentes reaccionan de forma más completa con las moléculas de oxígeno. Por lo cual, se requiere menos exceso de aire en el quemador, lo que, a su vez, produce menos emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto sucede gracias a que el gas natural no requiere vapor, como si lo requieren otros combustibles sólidos o líquidos. [42]

De forma general, el gas natural es óptimo para utilizar en industrias que emplean hornos y calderas en sus procesos productivos, puesto que el rango de variación del poder calorífico que oscila entre 900 y 1400 BTU/PC, reemplaza satisfactoriamente a los demás combustibles. Por ejemplo, en la industria del vidrio, en la cual se requieren llamas que permitan la transmisión de energía calórica a la masa de cristal, el gas natural cumple con este requisito además de producir un producto mucho más limpio en relación con otros combustibles. También, en el sector de alimentos, es óptimo para procesos de cocimiento y secado. En la industria textil, el uso del gas natural permite un ahorro energético en un intervalo del 20 al 30 %, al utilizar procesos de transferencia de calor por convección en contraposición a los procesos tradicionales. [42]

Lo mismo sucede en otros sectores que emplean calderas de vapor, secadores, hornos y calentadores en sus procesos productivos.

Dicho lo anterior, esta medida de mitigación propone el cambio del uso de carbón al uso de gas natural en industrias que utilicen dentro de sus procesos calderas y que tengan acceso a este combustible, sustituyendo o adaptando el quemador, para que pueda quemar gas natural.

Para la aplicación de la medida, se consideraron los siguientes supuestos:

- Esta medida es aplicable a quince (15) industrias de cualquier subcategoría del módulo de energía en el año 2030
- El año de ingreso de la medida es 2020
- El tiempo de operación de la industria es de 350 días/año
- El consumo específico de gas natural es de 50 MPCD<sup>5</sup>

**Tabla 19. Resumen medida de conversión de carbón a gas natural en la industria**

<b>Datos iniciales</b>		
Tasa de descuento	10%	
Factor de emisión carbón	94,6	kgCO <sub>2</sub> /GJ
Precio del carbón	0,1	USD/GJ
<b>Mitigación</b>		
Potencial de mitigación	0,552	MTon CO <sub>2eq</sub>
Factor de emisión gas natural	57,8	kgCO <sub>2</sub> /GJ
Precio gas natural	9,5	USD/GJ
Consumo de gas natural	50	MPCD
Inversión	0,3	Millones USD

**Fuente:** [19], [20], [25], [43]

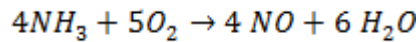
#### **5.2.1.5. REDUCCIÓN DE N<sub>2</sub>O EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO NÍTRICO**

El ácido nítrico (HNO<sub>3</sub>) es una sustancia química que se obtiene a partir de la síntesis del amoníaco (NH<sub>3</sub>), algunas de sus aplicaciones se dan en la industria de fertilizantes, explosivos mineros, fabricación de fibras sintéticas, impresión gráfica, industria de la pintura y pigmentos, entre otros.

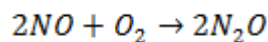
La producción de ácido nítrico en Colombia, está ligada a las necesidades del sector de producción de fertilizantes, empresas que a su vez se encargan de fabricar y proveer su propio ácido nítrico, dichas empresas son FERTICOL y Monómeros Colombo Venezolanos S.A, que pertenecen al subsector de la fabricación de Abonos y Compuestos de Nitrógeno. [44]

<sup>5</sup> Valor considerado en relación con la proyección de demanda de gas natural para el sector industrial en el año 2020 (ingreso de la medida) de 318,9 millones de pies cúbicos/día (MPCD). Disponible en: <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Demanda/GN/PROYECC%20DEM%20GN%20JUL%202010%20DEF.pdf>

El proceso de producción de ácido nítrico, consta en primer lugar de la oxidación catalítica del amoníaco, donde reacciona una mezcla de NH<sub>3</sub> y aire enriquecido en oxígeno para obtener selectivamente NO, siguiendo la siguiente reacción: [45]

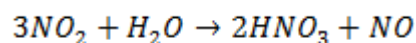


El gas efluente de la oxidación se enfría hasta unos 150-200°C en un tren de intercambiadores de calor. Posteriormente, pasa a un condensador donde alcanza temperaturas de 40-50°C y se convierte el 50% del NO en N<sub>2</sub>O, según la siguiente reacción: [45]



Luego, la corriente a la salida del condensador se bombea hasta el fondo de una torre de absorción y también se introduce una corriente de aire en la columna para oxidar el NO que no se ha convertido en NO<sub>2</sub>.

La reacción de oxidación ocurre de acuerdo con la siguiente reacción: [45]

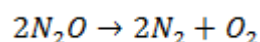


De forma corriente se obtiene una disolución acuosa por fondo de columna con un 55-65% de HNO<sub>3</sub>.

Esta medida de mitigación plantea la reducción de emisiones de N<sub>2</sub>O de la producción de HNO<sub>3</sub>, mediante la instalación de un catalizador granulado dentro del proceso de oxidación de HN<sub>3</sub>, esperando una reducción de aproximadamente del 90% de las emisiones de N<sub>2</sub>O.

Este catalizador, reducirá los niveles de N<sub>2</sub>O en la mezcla de gas resultante de la reacción de oxidación del NH<sub>3</sub> primario. El catalizador de reducción está compuesto de pastillas cilíndricas que contienen cobalto como elemento catalizador (más barato que el platino), siendo el material granulado el dióxido de cerio (CeO<sub>2</sub>) gracias a su alta capacidad de reducción. Este catalizador no afecta a la producción de HNO<sub>3</sub> y puede reducir significativamente las emisiones de N<sub>2</sub>O hasta por tres años, antes de que el material granulado del catalizador necesite ser reemplazado.

El N<sub>2</sub>O se reduce según la siguiente reacción:



Se consideraron los siguientes supuestos:

- Esta medida es aplicable a una (1) industria de producción de ácido nítrico en el año 2030, con una producción promedio de 150 TonHNO<sub>3</sub>/día<sup>6</sup>
- El año de ingreso de la medida es 2020
- La industria donde se aplique la medida, no debe contar con ninguna tecnología de destrucción de N<sub>2</sub>O

**Tabla 20. Medida de reducción de N<sub>2</sub>O en la producción de ácido nítrico**

<b>Datos iniciales</b>		
Tasa de descuento	10%	
1 Ton N <sub>2</sub> O	310	Ton CO <sub>2</sub>
Producción de ácido nítrico	150	TonHNO <sub>3</sub> /día
Operación	330	Días
Producción de ácido nítrico	49500	TonHNO <sub>3</sub> /año
<b>Mitigación</b>		
Potenciales de mitigación	0,917	MTon CO <sub>2eq</sub>
Inversión	2,4	Millones USD
Factor emisión N <sub>2</sub> O	0,009	TonN <sub>2</sub> O/ TonHNO <sub>3</sub>

Fuente: [19], [20], [46]

### 5.3. CAPÍTULO 3: CURVA DE ABATIMIENTO DE CO<sub>2</sub>

La curva de abatimiento es una representación gráfica de los costos de abatimiento de una cartera de opciones de mitigación junto a sus potenciales de mitigación, en ella se pueden observar las distintas opciones ordenadas ascendentemente de acuerdo al costo unitario de abatimiento.

Los ejes de la curva combinan el costo de abatimiento que representan las medidas técnicas disponibles y su impacto relativo. Este impacto relativo corresponde al potencial de reducción del volumen de emisiones de GEI de cada medida. La reducción mide de manera contrafactual, es decir, se compara la medida con el escenario de referencia o línea base. [13]

<sup>6</sup> Valor basado en la producción de la empresa Fertilizantes de Colombia S.A. Disponible en: <http://www.vanguardia.com/santander/barrancabermeja/307440-ferticol-elevo-su-produccion-de-acido-nitrico-y-amoniaco-un-50>



El eje vertical presenta el costo de abatimiento (USD/Ton CO<sub>2e</sub>), el eje horizontal representa al potencial de reducción (Ton CO<sub>2eq</sub>). El ancho de cada barra representa el potencial de mitigación de GEI con referencia al escenario BAU de emisiones. El alto de cada barra representa el costo promedio de abatir 1 Ton de CO<sub>2eq</sub> en el año 2030 a través de esa medida.

**Tabla 21. Datos para la construcción de la curva de abatimiento**

Medida	USD/TonCO <sub>2</sub>	Reducción en 2030 (Mton CO <sub>2eq</sub> )
Cogeneración de energía a partir de biomasa	-0,089	0,222
Sustitución de clinker en la producción de cemento	-0,009	6,378
Recuperación de calor residual	-0,216	0,847
Conversión de carbón a gas natural en la industria	0,0003	0,552
Destrucción de N <sub>2</sub> O en la producción de ácido nítrico	0,000001	0,917

**Fuente:** Elaboración propia.

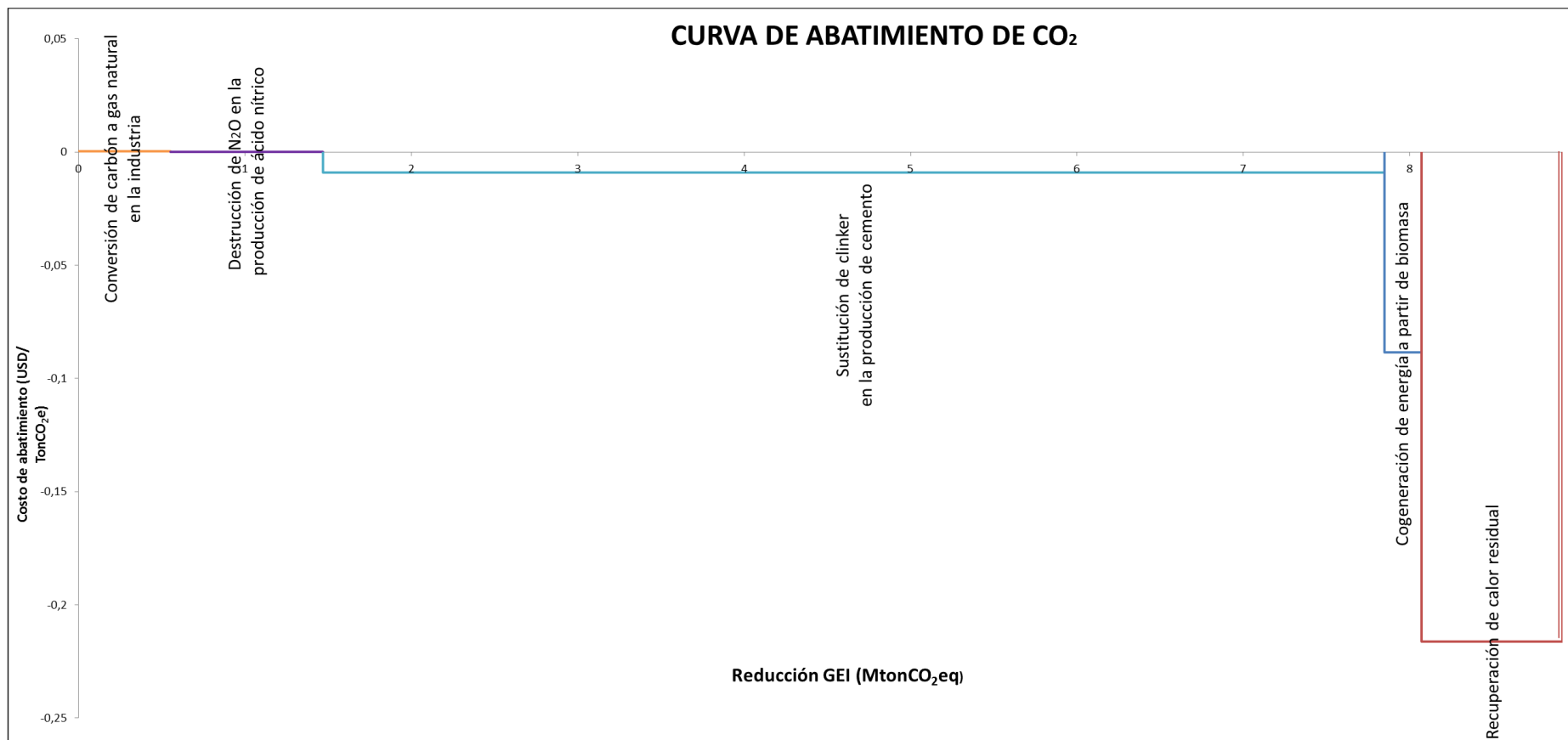
Como se puede apreciar en la gráfica 3, se presentan tres medidas con costos negativos, las cuales señalan beneficios netos o ahorros desde la implementación de la medida, las cuales son: cogeneración de energía a partir de biomasa, sustitución de clinker en la producción de cemento y recuperación de calor residual.

Por otro lado, las medidas de conversión de carbón a gas natural en la industria y destrucción de N<sub>2</sub>O en la producción de ácido nítrico, poseen valores positivos, lo que quiere decir que son medidas que representan costos incrementales en comparación con el escenario de referencia.

En el caso de las medidas con costos negativos, corresponden a acciones de eficiencia energética en distintas subcategorías. Aunque los costos de implementación de estas medidas son altos, así mismo son los beneficios en ahorro.

Respecto al potencial de reducción, la medida de sustitución de Clinker es la que presenta mayor efectividad en reducciones de GEI. De esta forma, se cuenta con un amplio potencial de reducción con costos de abatimiento negativos o muy bajos.

Gráfica 3. Curva de abatimiento de CO<sub>2</sub>



Fuente: Elaboración propia.

## 5.4. CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.4.1. RELACIÓN CON EL PAS INDUSTRIA

Desde la aprobación del CONPES 3700 de 2011, la gestión del cambio climático se ha posicionado como un eje central en la planeación de las políticas y programas del desarrollo del país. En este sentido, el PAS Industria se construyó con el fin de poder estructurar y apoyar la implementación de diferentes acciones, que contribuyan a promover un crecimiento bajo en carbono del sector.

El plan se encuentra compuesto por 4 líneas estratégicas, cada una con diferentes portafolios de medidas a nivel de políticas, programas o acciones orientados a la mitigación de emisiones relacionadas con los procesos empresariales.

**Tabla 22. Composición del PAS Industria**

<b>LÍNEAS ESTRATÉGICAS</b>	<b>PORTAFOLIOS</b>
<b>Línea estratégica 1:</b> Gestión integral de la demanda de recursos energéticos en el sector industrial	Regulación y marco institucional para la gestión de la demanda energética en la industria
	Sistemas de gestión y seguimiento a la demanda
	Herramientas para el desarrollo del mercado de la eficiencia energética dentro de la industria nacional
	Optimización de procesos e implementación de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia energética y la productividad del sector industrial
<b>Línea de acción 2:</b> Asociación y optimización logística	Cadena de abastecimiento y gestión logística sostenible
	Promoción de clústeres eficientes y distritos energéticos
<b>Línea de acción 3:</b> Gestión integral y aprovechamiento de residuos	Gestión Integral y aprovechamiento de residuos
<b>Línea de acción 4:</b> Optimización y	Portafolio para la producción de cemento sostenible y baja en carbono a nivel nacional

<b>LÍNEAS ESTRATÉGICAS</b>	<b>PORTAFOLIOS</b>
modernización de procesos productivos con alto potencial de emisiones de gases efecto invernadero	Portafolio para la producción sostenible y baja en carbono de acero a nivel nacional
	Portafolio para la producción sostenible y baja en carbono de pulpa, papel y cartón a nivel nacional
	Portafolio para la reducción de emisiones en la industria química
	Portafolio para la reducción de emisiones en otros procesos productivos industriales

**Fuente:** Elaboración propia

Una vez definidas las medidas, se evaluó la alineación con las prioridades sectoriales, ya que como se mencionó anteriormente, el PAS constituye la hoja estratégica de ruta para desligar el crecimiento económico nacional de las emisiones de GEI.

**Tabla 23. Relación de las medidas con el PAS Industria**

<b>MEDIDA</b>	<b>RELACIÓN CON EL PAS</b>
Cogeneración de energía a partir de biomasa	<b>Línea estratégica 1:</b> Gestión integral de la demanda de recursos energéticos en el sector industrial.
Sustitución de clínker en la producción de cemento	<b>Línea estratégica 4:</b> Optimización y modernización de procesos productivos con alto potencial de emisiones de gases efecto invernadero.
Recuperación de calor residual	<b>Línea estratégica 1:</b> Gestión integral de la demanda de recursos energéticos en el sector industrial.
Conversión de carbón a gas natural en la industria	<b>Línea estratégica 1:</b> Gestión integral de la demanda de recursos energéticos en el sector industrial.

MEDIDA	RELACIÓN CON EL PAS
Destrucción de N <sub>2</sub> O en la producción de ácido nítrico	<b>Línea estratégica 4:</b> Optimización y modernización de procesos productivos con alto potencial de emisiones de gases efecto invernadero.

**Fuente:** Elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla 23, las 5 medidas de mitigación propuestas se relacionan de manera directa con 2 de las 4 líneas estratégicas del PAS.

En primer lugar, respecto a la gestión integral de la demanda de energía, con las medidas de cogeneración de energía a partir de biomasa, recuperación de calor residual y conversión de carbón a gas natural, se busca que las industrias incluyan buenas prácticas y sistemas de gestión de recursos energéticos con el objetivo final de lograr cambios especialmente en lo que respecta al consumo de combustibles fósiles y energía eléctrica.

La optimización y modernización de procesos productivos con alta generación de emisiones de GEI, presenta 2 medidas de mitigación: sustitución de clinker en la producción de cemento y destrucción de N<sub>2</sub>O en la producción de ácido nítrico; las cuales apuntan a la optimización de procesos y tecnologías específicas de los sectores productivos más intensos en emisiones, como son el sector cementero y siderurgia.

Por otro lado el PAS se constituye como un plan de alcance nacional, pero es fundamental enfocar esfuerzos en las zonas industriales del territorio colombiano, tales como las Zonas Francas de Bogotá, Barranquilla y Cartagena, el Valle de Aburrá, el Valle del Cauca y la Zona centro del país; para maximizar los beneficios del mejoramiento de la competitividad industrial, con fundamento en el mejoramiento del desempeño ambiental.

## **5.4.2. MEDIDAS DE MITIGACIÓN**

### **5.4.2.1. COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA**

En primer lugar, respecto a la perspectiva de la producción nacional de arroz, se puede decir que gracias a que el arroz es uno de los cereales más consumidos en el país, su producción seguirá creciendo a la par del aumento de la población para satisfacer la demanda alimentaria. En este sentido, se podría asegurar la disponibilidad de cascarilla de arroz como biomasa, desde el

año que se implementaría la medida (2022) hasta el año final de análisis (2030).

Los resultados obtenidos en GACMO, arrojan un potencial de mitigación acumulado en 2030 de 0,222 Mton CO<sub>2eq</sub>, cuando 7 industrias de producción de alimentos son intervenidas en el año 2022. Aunque es un potencial modesto, en comparación con el número de unidades intervenidas, el costo de abatimiento (-0,089) reflejan ahorros, lo que la convierte en una medida costo-eficiente.

El costo total de inversión es de 5,9 Millones USD y los costos asociados se refieren al 4% del valor total de la inversión, es decir aproximadamente 0,236 Millones USD a lo largo del ciclo de vida de la medida.

Respecto a la utilización de la cascarilla como combustible para la cogeneración de electricidad y vapor, se presentan grandes ventajas en cuanto a la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros co-beneficios:

- Con la cogeneración de energía a partir de este combustible renovable, se reduce la utilización de combustibles fósiles como insumo en el proceso productivo, disminuyendo la generación de emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que a pesar de que en la utilización de cascarilla de arroz se lleve a cabo un proceso de combustión, que igualmente generará H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>, la proporción de este gas último se verá reducida considerablemente.
- Gracias a las características fisicoquímicas propias de la cascarilla de arroz, permite condiciones óptimas para su uso como combustible, debido a su baja humedad y alto potencial calorífico.
- Además de ser abundante, es económicamente atractiva. Lo que sustenta financieramente su uso.
- Los residuos de biomasa pueden ayudar a satisfacer la creciente demanda de energía en países en desarrollo. Cuando se usa en sistemas de cogeneración, como el caso de la caldera de vapor, se pueden generar cantidades sustanciales de electricidad en forma eficiente y ambientalmente sostenible. En este caso se generarían 6 MWh.

Desde el punto de vista económico, la utilización de biomasa ofrece muchos beneficios como la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, así como la ventaja competitiva de no depender de otro tipo de suministro de energía.

Como beneficio social, contribuye a la generación de nuevos empleos para el funcionamiento y mantenimiento del equipo.

Por otro lado, debido a la densidad de la cascarilla (aproximadamente 10 kg/m<sup>3</sup>), lo cual resulta poco eficiente en cuanto al almacenamiento e incrementa el costo de su transporte.

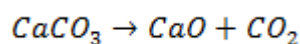
Respecto al transporte, es importante tener en cuenta que la biomasa no sea transportada distancias mayores a 200 km, desde donde se genera (cultivo) hasta donde será utilizada, esto con el objeto de no considerar las emisiones de tercer alcance, es decir las emisiones que ocurren en fuentes que no son propiedad y que no son controladas por la empresa (transporte).

#### **5.4.2.2. SUSTITUCIÓN DE CLINKER EN LA PRODUCCIÓN DE CEMENTO**

La producción de clinker (principal componente del cemento), es un proceso intensivo en consumo energético y además es un sector que genera emisiones considerables de GEI. La reacción química que requiere un mayor uso de la energía es la descarbonización del mineral de calcio (caliza), que es una fuente de emisión de CO<sub>2</sub>.

En Colombia, aunque gran parte de las plantas productoras de cemento han implementado medidas de mitigación del impacto ambiental, aún hay un porcentaje considerable de plantas que por su antigüedad y falta de implementación de mejores tecnologías, superan los niveles de consumo de energía asociados y por tanto emiten más GEI, especialmente CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, se estima que a nivel mundial las emisiones promedio de carbono en la producción de cemento son de 0,81 kgCO<sub>2</sub>/Kg cemento. Según Hendriks [47], más del 50% de las emisiones de GEI se deben al proceso de calcinación de la materia prima, la cual debido a su naturaleza calcárea posee altos contenidos de carbonatos, los cuales al ser sometidos a altas temperaturas son eliminados en forma gaseosa (CO<sub>2</sub>), como se aprecia en la siguiente reacción:



Dada esta problemática, esta medida propone la sustitución del 50% de clinker por una fuente de calcio no carbonatada (residuos de carburo de calcio), lo que evitaría las emisiones de CO<sub>2</sub> producto de la descarbonización de las materias primas tradicionales, manteniendo la calidad del clinker.

El uso de este carburo de calcio como materia prima del clinker, aumenta la plasticidad del producto terminado (cemento), además de contribuir a la estabilidad química de éste a largo plazo, contribuyendo a su durabilidad.

Además tiene propiedades cementantes, lo que favorece la estabilidad estructural.

De acuerdo con los resultados obtenidos en GACMO, si se aplica esta medida de mitigación en 3 plantas cementeras, se obtendría un potencial de mitigación acumulado de 6,378 Mton CO<sub>2eq</sub>, lo que representa alrededor del 14% del compromiso de reducción.

En cuanto a los costos de implementación, esta medida representa una inversión total de 14,9 Millones de dólares y un costo de abatimiento de -0,009 dólares por cada TonCO<sub>2</sub> reducida, lo que significa que desde el año de implementación de la medida hasta el año 2030, representa ahorros respecto al escenario de línea base; por lo cual se considera una medida costo-efectiva. Es importante mencionar que los costos asociados a operación y mantenimiento oscilan entre 0,745 – 0,800 Millones USD (5% del valor total de la inversión).

#### **5.4.2.3. RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL**

Esta medida de mitigación plantea la instalación de 2 calderas de recuperación de vapor, para generar energía eléctrica, utilizando el calor residual del horno de reducción directa de hierro en 2 siderurgias. Como se utiliza el calor residual de los gases de combustión, no se consumiría electricidad, reduciendo con esto, la generación de emisiones CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Esta intervención representa un potencial de mitigación acumulado en 2030 de 0,847 Mton CO<sub>2eq</sub>, reducción considerable teniendo en cuenta que serían intervenidas solamente 2 plantas siderúrgicas.

El costo total de inversión es de 6 Millones USD y un costo de operación - mantenimiento de 0,3 Millones USD. A pesar de representar un costo alto de inversión, el costo de abatimiento (-0,216) indica que esta medida es costo-eficiente, ya que se empiezan a generar ahorros desde que se implementa la medida.

Por otro lado, implementar una medida de recuperación de calor residual, genera co-beneficios, tales como la promoción de la eficiencia energética, reducción de costos de operación ya que la electricidad es uno de los energéticos más costosos.



El objeto de la generación de energía es satisfacer en primer lugar, la demanda interna de los procesos productivos y en caso tal, se exportaría la energía excedente a la red cuando no haya menos demanda de energía interna.

Respecto al uso de las calderas de recuperación de vapor, 35 % menos de consumo de combustible que una central convencional. Como desventaja se presenta que aunque esta es una tecnología comprobada, tiene una implementación limitada, a excepción de China, que cuenta con 739 instalaciones en China y 126 instalaciones en el resto del mundo.

#### **5.4.2.4. CONVERSIÓN DE CARBÓN A GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA**

Uno de los propósitos de la conversión industrial a combustibles más eficientes, es permitir que la estructura de la industria sea más competitiva y aumente su productividad. Pero de la mano de este objetivo, está ligada la disminución de emisiones de GEI, especialmente de CO<sub>2</sub>.

Respecto a la disponibilidad de gas natural en Colombia es importante considerar que ésta es escasa con respecto al requerimiento de las centrales térmicas en períodos de sequía, dado que la capacidad de las centrales hidroeléctricas es baja. Esta situación afecta de manera considerable la oferta disponible para satisfacer otras demandas como las de los sectores industrial, vehicular o residencial y que afecta el precio del energético. [48]

El gas natural es el combustible con menor factor de emisión de CO<sub>2</sub> (56100 KgCO<sub>2</sub>/TJ), en comparación con combustibles como el carbón (94600 KgCO<sub>2</sub>/TJ) o la electricidad (3.74E-10 Mt de CO<sub>2</sub>/kWh).

Cómo se mencionó anteriormente, el gas es uno de los combustibles fósiles más limpios, ya que su combustión es más eficiente gracias a su estado molecular, puesto que no necesita vapor como sí lo requieren otros combustibles líquidos y sólidos y esto no solo evita el costo de demanda de vapor o electricidad para comprimir el aire, sino que representa considerables aportes en la disminución de emisiones de GEI y partículas en suspensión.

El potencial de calentamiento del gas natural es de 1,72 BTU/m<sup>3</sup>, alto en comparación con el del carbón (1,08 BTU/Ton) o la electricidad (1,21 BTU/KW).

Otra ventaja de la utilización de gas natural, es que no contiene compuestos de azufre (altamente corrosivos) y resulta menos agresivo con las calderas, lo que se traduce en menores paradas y costos de mantenimiento por ductos corroídos o por limpieza.

Hay que considerar que a pesar de que el gas natural constituye una fuente de energía limpia, se deben tener en cuenta las normas de seguridad referente a la manipulación y mantenimiento de los equipos. Así como un sistema de monitoreo de fugas, puesto que es altamente inflamable.

Por tanto, esta medida propone la conversión a gas natural de 15 industrias de cualquier subcategoría del módulo energía, con un potencial de mitigación de 0,522 Mton CO<sub>2eq</sub>.

Por otro lado, el costo total de inversión es de 0,3 Millones USD y el costo de abatimiento es de 0,002 USD/Ton CO<sub>2</sub>, al ser un valor positivo, representa un periodo de retorno de largo plazo y tarda más tiempo en ser recuperada la inversión. Por este motivo, se considera una medida no costo-eficiente.

#### **5.4.2.5. REDUCCIÓN DE N<sub>2</sub>O EN LA PRODUCCIÓN DE ÁCIDO NÍTRICO**

Esta medida de mitigación plantea la reducción de emisiones de N<sub>2</sub>O de la producción de HNO<sub>3</sub>, mediante la instalación de un catalizador granulado dentro del proceso de oxidación de HN<sub>3</sub>, esperando una reducción de más del 80% de las emisiones de N<sub>2</sub>O.

En cuanto a la reducción de N<sub>2</sub>O, esta tecnología permite destruir el N<sub>2</sub>O convirtiéndolo en nitrógeno molecular (N<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>). Es una tecnología robusta y en comparación con otras tecnologías en el mercado es mucho más rentable.

Por otro lado, esta medida puede impulsar la difusión de tecnologías de vanguardia para combatir el cambio climático. Gracias a que se utiliza un catalizador de oxidación de amoníaco, donde se puede lograr esta oxidación con temperaturas más bajas, lo que a su vez induce a un menor consumo energético en este proceso.

Al emplear esta tecnología de reducción, se obtiene un potencial de mitigación de 0,917 Mton CO<sub>2eq</sub> cuando se interviene 1 planta de producción de ácido nítrico. Respecto al costo de abatimiento este es de (0,000001 USD/Ton CO<sub>2</sub>) lo que indica que no es costo-eficiente y el periodo de retorno de la medida es más prolongado.

La inversión total es de 2,4 Millones USD y 0,4 Millones de USD referentes a costos de operación y mantenimiento.

## 6. IMPACTO SOCIAL

De acuerdo con análisis de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), los costos asociados a los impactos del cambio climático se ubican en torno al 2,5 % del PIB anual de América Latina y el Caribe en caso de que la temperatura aumente en 2,5 °C. [49]

En este sentido, la construcción de un país resiliente frente al cambio climático es un eje fundamental para guiar a los sectores productivos de Colombia hacia un crecimiento sostenible; que a su vez, promueva el desarrollo social y la reducción de la pobreza en todos sus aspectos, haciendo de Colombia un país moderno, más innovador y competitivo a nivel global, en concordancia con las prioridades del Plan de Desarrollo Nacional 2014-2018.

Bajo esta perspectiva, es importante señalar que esta construcción debe generar los incentivos necesarios para que el sector industrial manufacturero se sume, considerando que se ha visto obligado a responder nuevas demandas del mercado, entre las que se evidencia la eficiencia en el uso de los recursos, la economía circular, la eficiencia en sus procesos productivos, entre otros, que repercutan tanto en el ámbito económico como en el ambiental.

Estas acciones de mitigación, reducen los costos asociados a externalidades ambientales, así como costos operativos y de mantenimiento (ahorro de recursos, materias primas), crean un impacto positivo en la imagen de la industria y a su vez generan nuevas fuentes de empleo cerrando brechas sociales y contribuyendo al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), puesto que si las industrias aspiran a la sostenibilidad este enfoque impactará positivamente en el medio ambiente.

Por otro lado, se busca contribuir también con el bienestar y la mejora en la calidad de vida de la población principalmente por el daño a la salud debido a la mala calidad del aire. De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud (OMS) la contaminación del aire es cancerígena para el ser humano y está estrechamente relacionada con la creciente incidencia de cáncer de pulmón, lo que afecta principalmente grupos vulnerables como niños, ancianos, personas que padecen enfermedades crónicas respiratorias o cardiovasculares y mujeres embarazadas. [50]

## 7. CONCLUSIONES

- En primer lugar, respecto a la metodología empleada para proyectar los consumos energéticos 2010 – 2030, se consideraron las principales subcategorías de los módulos bajo análisis en Colombia, de acuerdo con la desagregación del IPCC. Esta metodología permitió elaborar un enfoque dinámico que señala la tendencia de largo plazo para los distintos tipos de energéticos en el país en función de las variables que la afectan. De aquí se puede concluir que este enfoque fue el más conveniente respecto a los datos disponibles y en comparación con otros enfoques con requerimientos de series de tiempo más intensivas.

Dado que lo que se buscaba era la tendencia a largo plazo, no se consideró la inclusión de variables que generen oscilaciones de corto plazo, como por ejemplo la variación en el precio de combustible o la demanda de energía. En este sentido los sectores más intensivos en consumo de energéticos en el año 2030 fueron los de sustancias químicas (449104,41 TJ), seguido del sector alimentos, bebidas y tabaco (177786,75 TJ) e industria no especificada (156565,15 TJ).

- Respecto a la línea base de emisiones, en el año 2010 corresponde alrededor de 22,9 Mton CO<sub>2eq</sub>, y según lo proyectado, se espera que esta cifra ascienda a 44,95 Mton CO<sub>2eq</sub> en 2030, es decir, un aumento de casi el 50% en comparación al año base. Podría concluirse que este aumento está directamente relacionado con el acelerado aumento de la actividad manufacturera en el país. Adicionalmente, el sector que más emisiones genera es el de Minerales no metálicos, con un total de 3,8 Mton CO<sub>2eq</sub>.
- La utilización del modelo GACMO para la definición del escenario de mitigación, permitió calcular la reducción de GEI y el costo asociado de abatimiento de CO<sub>2</sub> para cada una de las medidas propuestas. Las medidas seleccionadas, están basadas en proyectos del MDL de la CMNUCC, los cuales tiene por objeto obtener certificados de reducción de GEI en Ton CO<sub>2</sub> mediante la implementación de acciones de mitigación al cambio climático. Los datos de referencia están recopilados en las hojas de trabajo del modelo GACMO y se adaptaron a las condiciones nacionales.

El potencial total de reducción sumó 9 Mton CO<sub>2eq</sub>, lo cual permitió cumplir con la meta propuesta de reducir el 20% de las emisiones de GEI proyectadas en el año 2030 para el módulo IPPU y Energía (entendida como la combustión estacionaria).

- En cuanto a las medidas de mitigación que conforman el portafolio propuesto, están orientadas hacia la eficiencia energética y el cambio en el uso de combustibles. Lo cual permitió cumplir el segundo objetivo propuesto: establecer medidas de mitigación que estén alineadas con las prioridades actuales del sector, es decir con el PAS industria. Al analizarlas, se pudieron asociar con la línea estratégica de gestión integral de la demanda de energéticos en el sector industrial y con la línea de optimización y modernización de procesos productivos altamente generadores de emisiones de GEI.
- Al determinar el costo de las medidas, se pudo concluir que de las 5 medidas propuestas sólo 3 presentaban ahorros respecto a la inversión. Estas medidas son: cogeneración de energía a partir de biomasa (-0,089 USD/Ton CO<sub>2eq</sub>), sustitución de clinker en la producción de cemento (-0,009 USD/Ton CO<sub>2eq</sub>) y la recuperación de calor residual (-0,216 USD/Ton CO<sub>2eq</sub>); las cuales a su vez suman un potencial de mitigación de 7,44 Mton CO<sub>2eq</sub>.

Las otras dos medidas se consideraron como no costo-eficientes, debido a que representan mayores costos con respecto a la cantidad de emisiones totales de GEI que mitigan en el periodo de análisis.

Si bien la medida de sustitución de Clinker implica un alto costo de inversión, representa una mitigación de gran magnitud para el sector, lo que no solamente impactaría en el compromiso de reducción, sino que además generaría co-beneficios adicionales como el aumento de la productividad de estas industrias, reducción de la polución y mejora en la calidad de vida de las personas aledañas a las plantas de producción.

- De acuerdo con la revisión bibliográfica, se puede concluir que para alcanzar una reducción significativa de las emisiones, es necesario hacer cambio en el consumo de fuentes convencionales de energía a fuentes de abastecimiento más limpias, como por ejemplo la sustitución de combustibles fósiles por gas natural o a través del uso de biomasa.

En este sentido, en el caso Colombiano, se deben generar políticas que hagan más competitivos los combustibles renovables, por ejemplo en el caso del precio de estos, si el gas o la biomasa no son competitivos, las empresas que utilizan combustibles fósiles difícilmente harán transición hacia estos.

- Por último, este trabajo también pretendía dar una visión general de las posibles fuentes de financiación de las medidas. En este orden de ideas,

se revisó que si bien las políticas sectoriales que están orientadas a mejoras en la productividad generan resultados en la reducción de emisiones, solamente las líneas de crédito verde y de eficiencia energética de Bancóldex, están especializadas en acciones hacia este objetivo.

Por ejemplo, en lo referente a eficiencia energética, energías renovables y reducción de emisiones, Bancóldex posee líneas de crédito por más de 14,6 Miles de millones USD.

## 8. RECOMENDACIONES

- El alcance de este proyecto solo se centró en una reducción del 20% de las emisiones del año 2030. Posteriormente, se podría realizar un análisis donde se creen escenarios más ambiciosos, evaluando otros escenarios económicos y teniendo en cuenta más sectores del módulo IPPU y Energía, con el fin de tener una línea base mucho más ajustada a la realidad nacional.
- Como se mencionó, no se consideró la variación en el precio de los energéticos, ni la oferta de los mismos. En este sentido, sería importante evaluar el impacto de las medidas ligado a la oferta de combustibles en el país así como la composición de la matriz energética, ya que esfuerzos para la reducción de emisiones desde la oferta, por ejemplo aumentando la generación de fuentes de energía no convencionales, disminuiría el potencial efectivo de emisiones que puede reducir el sector, manteniendo sin embargo mejoras relacionadas con el aumento de la productividad.
- Cabe señalar que actualmente en Colombia existen incentivos que promuevan economías bajas en carbono, tales como la Ley 1715 de 2014 *“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”*, como la deducción de renta, exclusión de IVA y exención de aranceles en proyectos de energía renovable.

Sin embargo, es importante continuar trabajar mancomunadamente con el sector público, ya que probablemente la reducción de emisiones no dependan únicamente del sector empresarial, sino que dependen de esfuerzos para viabilizar e impulsar su entrada en vigor, tales como otro tipo de instrumentos para incentivar la inversión, especialmente pensando en sectores altamente contaminantes como la industria cementera, siderúrgica y de sustancias químicas.

Posteriormente sería apropiado incluir un análisis más completo y detallado de instrumentos económicos relacionados con el tema, puesto que este análisis no estuvo contemplado en el desarrollo del presente trabajo.

- Dado el enfoque del modelo empleado (GACMO) no fue posible realizar una comparación de tecnologías encaminadas a la mitigación en cada

una de las medidas propuestas, puesto que análisis del modelo se basa en proyectos de mitigación MDL y las hojas de trabajo eran limitadas en algunas medidas. Sería interesante en trabajos posteriores, elaborar un estudio comparativo de diferentes tecnologías orientadas a la reducción de emisiones a nivel internacional, empleando otros modelos *bottom-up* tales como Modelo energético para Servicios, Transporte, Agricultura, Industria y Residencial (STAIR, por su sigla en inglés), Sistema de Planeación Energética de Largo plazo (LEAP, por su sigla en inglés) u Optimización de Tecnologías Energéticas (ETO, por su sigla en inglés).



## 9. BIBLIOGRAFIA

- [1] IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2015. *“Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático - Resumen Ejecutivo”*. Bogotá D.C., Colombia.
- [2] Gobierno de Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). 2015. *“iNDC de Colombia: Contexto Nacional para su Formulación”* Bogotá D.C., Colombia.
- [3] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). 2016. *“¿Qué es Cambio Climático?”*. Colombia. [Online]. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/368-plantilla-cambio-climatico-5>
- [4] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). 2016. *“Gases Efecto Invernadero (GEI)”*. Colombia. [Online]. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/462-plantilla-cambio-climatico-18>
- [5] Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). 2005. *“Estimación de emisiones mediante Factores de Emisión”*. México. [Online]. Disponible en: <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/457/estimacion3.pdf>
- [6] O, Ferreira. 2008. *“Flujos de gases de efecto invernadero, potencial de calentamiento global y evaluación de emergencia del sistema agroforestal quesungual en el sur de Lempira, Honduras”* Universidad Nacional de Colombia. Colombia. Palmira, Colombia. p.p. 7.
- [7] Gómez, R & Watterson, J. 2006. *“Capítulo 2: Combustión estacionaria”*. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.
- [8] Harnisch, J & Agyeman-Bonsu, W. 2006. *“Procesos Industriales y Uso de Productos. Capítulo 1: Introducción”*. Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.
- [9] Secretaría Distrital de Ambiente – Instituto Distrital de Gestión de Riesgos y Cambio Climático. 2016. *“Plan Distrital de Gestión de Riesgos y Cambio Climático para Bogotá D.C., 2015 – 2050”*. Colombia.

- [10] IPCC. *“Fourth Assessment Report: Climate Change 2007”*. 2016. Chile. Opciones de mitigación. [Online]. Disponible en: [https://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/syr/es/mains4-3.html](https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/es/mains4-3.html)
- [11] García, C.; Barrera, X.; Gómez, R. & Suárez, R. 2015. *“El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21”*. 2 ed. WWF-Colombia. p.p. 31.
- [12] Huang, W & Lee, G. 2009. *“Feasibility analysis of GHG reduction target: Lessons from Taiwan's energy policy”*. National Taiwan University. Taiwan. 2016.
- [13] Clerx, J., Díaz, M & Campos, B. 2013. *“Desarrollo de una metodología para la construcción de curvas de abatimiento de emisiones de GEI incorporando la incertidumbre asociada a las principales variables de mitigación”*. Banco Interamericano de Desarrollo. p.p. 14 -16.
- [14] Herold, A., Monni, S., Lin, E & Meyer C. 2006. *“Capítulo 4: Opción metodológica e identificación de categorías principales”*. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.
- [15] Camacho, E & García, F. 2016. *“Análisis sectorial: Tendencias recientes de la oferta y demanda de energía en Colombia”*. Observatorio económico de Colombia. BBVA Research. Colombia.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2016. *“Balance Minero energético”*. Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano (SIPG). [Online]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta\\_Balance.aspx?IdModulo=3](http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3)
- [17] Banco de la República. 2016. *“¿Qué es producto interno bruto PIB?”*. Colombia. [Online]. Disponible en: <http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-producto-interno-bruto-pib>
- [18] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). 2015. *“Documento técnico soporte de la INDC de Colombia”*. Colombia. [Online]. Disponible en: [http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia\\_hacia\\_la\\_COP21/Documento\\_Tecnico\\_de\\_Soporte\\_Jul24\\_Final.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/Documento_Tecnico_de_Soporte_Jul24_Final.pdf)
- [19] Gómez, D & Watterson J. 2006. *“Capítulo 2: combustión estacionaria”*. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.

- [20] IPCC. “*Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*”. 2016. Chile. Forzamiento radiativo neto mundial, potenciales de calentamiento mundial y pautas de forzamiento. [Online]. Disponible en: [https://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/es/tssts-2-5.html](https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/tssts-2-5.html)
- [21] Abel, K., Eggleston, S & Pullus, T. 2006. “*Capítulo 6: La cuantificación de las incertidumbres en la práctica*”. Orientación del IPCC sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.
- [22] European Environment Agency (EEA). 2016. “*EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories*”. Luxembourg. ISBN 978-92-9213-806-6
- [23] Oliver, J. 2006. “*Capítulo 5: Uso de productos no energéticos de combustibles y de solventes*”. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. IPCC.
- [24] Rydpal, C & Winiwater, R. 2001. “*Uncertainties in greenhouse gas emission inventories - Evaluation, comparability and implications*”. Environmental Science & Policy. Austrian Research Centre Seibersdorf. Austria.
- [25] Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO). 2016. “*Indicadores*”. [Online]. Disponible en: <http://www.simco.gov.co/>
- [26] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2009. “*Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*”. Colombia. ISBN: 978-958-8504-59-9
- [27] Sierra, J. 2009. “*Alternativas de aprovechamiento de la cascarilla de arroz en Colombia*”. Universidad de Sucre. Departamento de Ingeniería Agrícola. Sincelejo, Colombia.
- [28] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). 2016. “*Boletín técnico: encuesta nacional de arroz mecanizado*”. Bogotá D.C, Colombia. [Online]. Disponible en: [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/arroz/bol\\_arroz\\_lsem16.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/arroz/bol_arroz_lsem16.pdf)
- [29] Sinergia Soluciones. 2014. “*Iniciativa para el fomento de la cogeneración: Hacia una política de conversión eficiente de la energía*”. Grupo de representantes de la subcomisión para promover proyectos de cogeneración. México.

- [30] Calventus, Y. 2006. *“Tecnología energética y medio ambiente II”*. Universidad Politécnica de Catalunya. Barcelona, España. ISBN: 84-8301-849-7.
- [31] Clean Development Mechanism (CDM). 2012. *“SPUL small scale Biomass based cogeneration project”*. India. Version 09.
- [32] Fernández, B & Hernández, K. 2008. *“Diagnóstico de la industria del cemento en Colombia y evaluación de alternativas tecnológicas para el cumplimiento de la norma de emisión de fuentes fijas”*. Universidad de la Salle. Bogotá D.C., Colombia.
- [33] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *“Ahorro de energía en la industria del cemento”*. Bogotá D.C., Colombia. [Online]. Disponible en: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Procesos/cemento.pdf>
- [34] AKTIVA Servicios financieros. 2013. *“Estudios sectoriales: La industria del cemento en Colombia”*. Bogotá D.C., Colombia. [Online]. Disponible en: [http://aktiva.com.co/app/webroot/blog/Estudios%20sectoriales/2013/cemento\\_2013.pdf](http://aktiva.com.co/app/webroot/blog/Estudios%20sectoriales/2013/cemento_2013.pdf)
- [35] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2015. *“Análisis de la producción de Cemento, Clinker y Caliza Cementera, para el mes de diciembre de 2015”*. Análisis minero. Dirección de Minería Empresarial. [Online]. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/boletines?idBoletin=264>
- [36] Clean Development Mechanism (CDM). 2008. *“Shanxi Carbide Calcium Residues Based Cement Plant Project in Linfen City”*. China. Version 07.
- [37] Banco de Comercio Exterior de Colombia S.A (Bancóldex). 2016. *“Presente y futuro del sector siderúrgico”*. [Online]. Disponible en: [https://www.ptp.com.co/contenido/contenido\\_imprimir.aspx?conID=1061&catID=643](https://www.ptp.com.co/contenido/contenido_imprimir.aspx?conID=1061&catID=643)
- [38] Cámara Colombiana de la Construcción (CAMACOL). 2009. *“Industria siderúrgica y mercado del acero: caracterización y perspectivas”*. Bogotá D.C., Colombia. [Online]. Disponible en: [http://camacol.co/sites/default/files/secciones\\_internas/EE\\_Coy20091222044525.pdf](http://camacol.co/sites/default/files/secciones_internas/EE_Coy20091222044525.pdf)
- [39] Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD). 2016. *“Química Industrial en Colombia: Desarrollo histórico. Capítulo 4. Hierro y acero”*. Colombia. [Online]. Disponible en:

[http://datateca.unad.edu.co/contenidos/401548/CONTENIDO\\_EN\\_LINEA/leccin\\_4\\_hierro\\_y\\_acero.html](http://datateca.unad.edu.co/contenidos/401548/CONTENIDO_EN_LINEA/leccin_4_hierro_y_acero.html)

[40] García, M. 2015. “*Dimensionado de un sistema de recuperación de gases de escape para un portacontenedores de 2700 TEU*”. Universitat Politècnica de Catalunya. España.

[41] Clean Development Mechanism (CDM). 2012. “*Drolia Energy from Waste Heat - CDM Project*”. India. Version 16.

[42] Rangel, A & Portilla, C. 2015. “*El proceso de sustitución de combustibles pesados por gas natural en el sector industrial del Valle del Cauca y del Cauca - Colombia 2004-2012*”. Revista CENES. Colombia. ISSN 0120-3053.

[43] Clean Development Mechanism (CDM). 2010. “*Fuel switch project on the Gluten 20 dryer of Tongaat Hulett Starch Pty (Ltd) Germiston Mill*”. South Africa. Version 13.

[44] Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD). 2016. “*Química Industrial en Colombia: Desarrollo histórico. Capítulo 1. Desarrollo de la industria química en Colombia*”. Colombia. [Online]. Disponible en: [http://datateca.unad.edu.co/contenidos/401548/CONTENIDO\\_EN\\_LINEA/leccin\\_1\\_desarrollo\\_de\\_la\\_industria\\_quimica\\_en\\_colombia\\_principales\\_industrias\\_quimicas\\_en\\_el\\_pas.html](http://datateca.unad.edu.co/contenidos/401548/CONTENIDO_EN_LINEA/leccin_1_desarrollo_de_la_industria_quimica_en_colombia_principales_industrias_quimicas_en_el_pas.html)

[45] Ingeniería Química. 2013. “*Producción de ácido nítrico (II)*”. [Online]. Disponible en: <http://www.ingenieriaquimica.net/articulos/332-produccion-de-acido-nitrico-ii>

[46] Clean Development Mechanism (CDM). 2012. “*N<sub>2</sub>O reduction project at Ferial's nitric acid plant No. 2 at Annaba, Algeria*”. Algeria. Version 5.0.

[47] Hendricks, C. 2004. “*Emission Reduction of Greenhouse Gases from Cement Industry*”. [Online]. Disponible en: <http://www.wbcsd.org/web/projects/cement/tf1/prghgt42.pdf>

[48] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). 2015. “*Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023*”. Colombia. [Online]. Disponible en: [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE\\_GAS\\_NATURAL\\_FINAL.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf)

[49] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). 2014. “*CEPAL aborda paradojas y desafíos del impacto económico y social del cambio climático en la región*”. [Online]. Disponible en:

<http://www.cepal.org/es/comunicados/cepal-aborda-paradojas-y-desafios-del-impacto-economico-y-social-del-cambio-climatico-en>

[49] Organización Mundial de la Salud (OMS). 2016. “*Calidad del aire ambiente (exterior) y salud*”. [Online]. Disponible en: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs313/es/>

## 10. ANEXOS

### Anexo 1. Consumo de energéticos año 2010 por tipo de combustible

	Consumo (TJ)
<b>1A2a Hierro y acero - 1A2b Metales no ferrosos</b>	
Petróleo	1,037.00
Otro queroseno	141.00
Gas/Diesel oil	372.00
Fuelóleo residual	0.00
Gas Licuado de Petróleo	471.00
Otro carbón bituminoso	4,984.00
Gas Natural	2503.00
Energía eléctrica (GWh)	2659.00
<b>1A2c Sustancias químicas</b>	
Petróleo	1,640.00
Otro queroseno	178.00
Gas/Diesel oil	699.00
Fuelóleo residual	43.00
Gas Licuado de Petróleo	248.00
Otro carbón bituminoso	1,555.00
Gas Natural	37943.00
Energía eléctrica (GWh)	2919.00
<b>1A2d Pulpa, papel e imprenta</b>	
Petróleo	14.00
Otro queroseno	26.00
Gas/Diesel oil	93.00
Fuelóleo residual	213.00
Gas Licuado de Petróleo	145.00
Otro carbón bituminoso	4,643.00
Gas Natural	4294.00
Energía eléctrica (GWh)	1692.00
<b>1A2e Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco</b>	
Petróleo	4,299.00
Otro queroseno	77.00
Gas/Diesel oil	1,902.00
Fuelóleo residual	163.00
Gas Licuado de Petróleo	741.00
Otro carbón bituminoso	2,060.00
Gas Natural	5685.00
Energía eléctrica (GWh)	2976.00
<b>1A2f Minerales no metálicos</b>	

Petróleo	966.00
Otro queroseno	744.00
Gas/Diesel oil	880.00
Fuelóleo residual	12.00
Gas Licuado de Petróleo	730.00
Otro carbón bituminoso	10,832.00
Gas Natural	34457.00
Energía eléctrica (GWh)	1930.00
<b>1A2I Textiles y cueros</b>	
Petróleo	1,867.00
Otro queroseno	92.00
Gas/Diesel oil	434.00
Fuelóleo residual	74.00
Gas Licuado de Petróleo	181.00
Otro carbón bituminoso	3,389.00
Gas Natural	937.00
Energía eléctrica (GWh)	1094.00
<b>1A2m Industria no especificada</b>	
Petróleo	1,050.00
Otro queroseno	0.00
Gas/Diesel oil	1,909.00
Fuelóleo residual	0.00
Gas Licuado de Petróleo	0.00
Otro carbón bituminoso	5,533.00
Gas Natural	7183.00
Energía eléctrica (GWh)	91.00

**Fuente:** Elaboración propia