

Concepto de implementación del  
mecanismo sectorial de mitigación en  
los sectores industrial y energético de

# Colombia



**Título: Concepto de implementación del mecanismo sectorial de mitigación en los sectores industrial y energético de Colombia**

**Depósito legal**

DC2019000311

**ISBN**

978-980-422-139-2

**Editor**

CAF

Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible,

Julián Suárez

Vicepresidente Corporativo

**Autor**

POCH Colombia S.A.

**Colaboradores**

Ministerio de Minas y Energía; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, UPME, IDEAM, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, IPSE, ANDI, ASOCAÑA, FEDEPALMA, ACOGEN, CCEE, ICONTEC y empresas del sector privado

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

**Diseño gráfico e impresión**

Good;)

Comunicación para el desarrollo sostenible

La versión digital de este libro se encuentra en: [scioteca.caf.com](http://scioteca.caf.com)

© 2018 Corporación Andina de Fomento Todos los derechos reservados

---

**Aviso importante:**

***Descargo de responsabilidad  
de contenido***

La presente publicación ha sido elaborada con la asistencia de la Unión Europea (UE). El contenido de la misma es responsabilidad exclusiva de los autores y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de la Unión Europea. Los contenidos fueron entregados por POCH Colombia S.A. y otras fuentes.

Ni el Banco Alemán de Desarrollo Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), la UE, CAF y el Ministerio de Minas y Energía (MME) ni ninguno de sus directores, funcionarios, empleados, asesores o agentes representan, garantizan o tienen cualquier tipo de compromiso, expresión o implicación, sobre la actualidad, adecuación, precisión, fiabilidad o integridad de cualquier información contenida en este documento, o asume cualquier compromiso de complementar dicha información aun cuando haya más información disponible o a la luz de las circunstancias cambiantes. Se exime cualquier responsabilidad por parte de KfW, la UE, CAF y el MME o cualquiera de sus directores, funcionarios, empleados, asesores o agentes en relación con cualquier información contenida en este documento.

---

---

# Índice de contenido

---

---

## 0. Resumen ejecutivo 18

---

## 1. Descripción del alcance del MSM 24

---

1.1	GENERALIDADES	25
1.2	SECTOR DE LA CO-GENERACIÓN	28
1.2.1	Subsector de la biomasa en ingenios azucareros	30
1.2.2	Subsector biomasa palma de aceite	32
1.2.3	Subsector pecuario	35
1.3	SECTOR ENERGÍAS RENOVABLES	37
1.3.1	Subsector eólico conectado al SIN	39
1.3.2	Subsector Solar Fotovoltaico conectado al SIN	46
1.3.3	Subsector Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) conectado al SIN	49
1.3.4	Subsector Centrales Geotérmicas conectado al SIN	53
1.3.5	Energías Renovables en ZNI	56
1.4	LÍMITES DEL MSM	60
1.5	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CADA SECTOR	61
1.5.1	Contexto país	62
1.5.2	Tipos de empresas industriales y consumo de energéticos como indicadores de foco de demanda de mecanismos de financiamiento para reducción de GEI	65
1.5.3	Subsector biomasa ingenios azucareros	69
1.5.4	Subsector biomasa palma de aceite	70
1.5.5	Subsector biomasa pecuario	70
1.5.6	Subsector eólico	71
1.5.7	Subsector solar fotovoltaico	72

---

1.5.8	Subsector pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)	72
1.5.9	Subsector geotérmico	73
1.5.10	Subsector energías renovables en ZNI	73
1.5.11	Resumen del potencial de reducción de emisiones de cada sector	74
1.6	INTRODUCCIÓN DE NUEVAS E INNOVADORAS TECNOLOGÍAS	78
1.7	CONTRIBUCIÓN AL DESARROLLO SOSTENIBLE	79
1.8	OBJETIVOS Y POLÍTICAS DE DESARROLLO RELEVANTES	82
1.8.1	Gobernanza sobre cambio climático	82
1.8.2	Contabilidad de emisiones	89
1.8.3	Entidades y gremios	90
1.8.4	Plan Nacional de Desarrollo y Estrategia Colombia de Desarrollo Bajo en Carbono	98
1.8.5	Situación sub-nacional	101
1.9	OPCIONES DE FINANCIAMIENTO Y ESTRUCTURAS DE INCENTIVOS DISPONIBLES	103
1.9.1	Elementos claves de la Ley 1715 de 2014 útil para el financiamiento de proyectos elegibles por el Mecanismo Sectorial de Mitigación	103
1.9.2	Opciones de financiamiento según la normativa y mercado colombiano	105
1.9.3	Sobre las posibilidades de financiamiento en las diferentes etapas del proyecto (proyecto, construcción y operación)	108
1.10	RESULTADOS	117

## 2. Concepto del mecanismo sectorial de mitigación <sup>120</sup>

2.1	ESTRUCTURA DEL MSM	121
2.2	CICLO DEL MSM	123
2.2.1	Esquema de implementación del MSM	123
2.2.2	Necesidades de asistencia técnica	132
2.3	ASPECTOS TÉCNICOS	134
2.3.1	Adicionalidad	134

2.3.2	Criterios de elegibilidad	138
2.3.3	Criterios de priorización	144
2.3.4	Consideraciones para definir la línea base, escenarios de proyecto y reducción de emisiones	150
2.3.5	Lineamientos del monitoreo, reporte y verificación del MSM	187
2.3.6	Co-beneficios	201
2.4	<b>ASPECTOS INSTITUCIONALES</b>	208
2.4.1	Generalidades	208
2.4.2	Objetivos del Componente Institucional	208
2.4.3	Elementos del Componente Institucional	209
2.4.4	Roles y mapa de actores o aliados MSM	220
2.4.5	Etapas del Componente Institucional del MSM	222
2.5	<b>ASPECTOS FINANCIEROS</b>	223
2.5.1	Análisis financiero del MSM, incentivos y escenarios de estructuración	223
2.5.2	Análisis de sensibilización (escenarios)	239
2.5.3	Implementación de la Ley 1715 de 2014 y su relación con el MSM	249
2.5.4	El cargo por confiabilidad y su relación con el MSM	252
		254
<b>3.</b>	<b>Conclusiones</b>	
3.1	Conclusiones y recomendaciones aspectos técnicos	255
3.2	Conclusiones y recomendaciones aspectos institucionales	259
3.3	Conclusiones y recomendaciones para aspectos financieros	261
<b>4.</b>	<b>Bibliografía</b>	266

---

# Acrónimos y siglas

---

SIGLA	NOMBRE	SITIO WEB
ANDI	Asociación Nacional de Empresarios de Colombia	<a href="http://www.andi.com.co/">http://www.andi.com.co/</a>
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	<a href="https://www.acolgen.org.co">https://www.acolgen.org.co</a>
AFOLU	Agriculture, Forestry and Other Land Use	
ASOCAÑA	Sector Azucarero Colombiano	<a href="http://www.asocana.com.co">www.asocana.com.co</a>
BZ	Bagazo	
CAPEX	Capital Expenditures (Inversiones de Bienes Capitales)	
CCEE	Consejo Colombiano de Eficiencia Energética	<a href="http://cceecol.org/newweb_ccee/">http://cceecol.org/newweb_ccee/</a>
CER	Certified Emission Reduction (Reducción de Emisión Certificada) del Mecanismo de Desarrollo Limpio	
CM	Carbón Mineral	
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	<a href="https://www.dnp.gov.co/CONPES/Paginas/conpes.aspx">https://www.dnp.gov.co/CONPES/Paginas/conpes.aspx</a>
CQ	Coque	
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	<a href="http://www.creg.gov.co/">http://www.creg.gov.co/</a>
CV	Carbón Vegetal	
DNP	Departamento Nacional de Planeación	<a href="https://www.dnp.gov.co">https://www.dnp.gov.co</a>
DO	Diésel Oil (ACPM)	
ECDBC	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono	<a href="http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/469-plantilla-cambio-climatico-25">http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/469-plantilla-cambio-climatico-25</a>
EE	Energía Eléctrica	
EF OM	Emission Factor of Operating Margin (Factor de emisión por margen de operación)	
EF BM	Emission Factor of Building Margin (Factor de emisión por margen de construcción)	
EF CM	Emission Factor of Combined Margin (Factor de emisión combinado)	
EIA	Estudio de Impacto Ambiental	
ER	Energías Renovables	
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas	
FEDEPALMA	Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite	<a href="http://web.fedepalma.org/">http://web.fedepalma.org/</a>
FENOGE	Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía	
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energías Renovables	
FO	Fuel Oil	

SIGLA	NOMBRE	SITIO WEB
FP	Factor de Planta	
FV	Fotovoltaico	
GEI	Gases Efecto Invernadero	
GLP	Gas Licuado del Petróleo	
GM	Gasolina motor	
GN	Gas Natural	
GNL	Gas Natural Licuado	
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas y Certificación	<a href="http://www.icontec.org">www.icontec.org</a>
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia	<a href="http://www.ideam.gov.co/">http://www.ideam.gov.co/</a>
IEC	International Electrotechnical Commission	<a href="http://www.iec.ch">http://www.iec.ch</a>
IPPU	Industrial Processes and Product Use	
INDC	Intended Nationally Determined Contributions (Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional)	<a href="http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php">http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php</a> <a href="http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Colombia/1/INDC%20Colombia.pdf">http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Colombia/1/INDC%20Colombia.pdf</a>
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático)	
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas	<a href="http://www.ipse.gov.co">http://www.ipse.gov.co</a>
KG	Kilogramo	
KS	Kerosene jet fuel (Queroseno de avión)	
LAIF	Latin American Investment Facility (Facilidad de Inversión para Latinoamérica)	<a href="https://ec.europa.eu/europeaid/regions/latin-america/laif-latin-america-investment-facility_en">https://ec.europa.eu/europeaid/regions/latin-america/laif-latin-america-investment-facility_en</a>
LN	Leña	
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	<a href="https://www.minambiente.gov.co/">https://www.minambiente.gov.co/</a>
MCI	Motor de Combustión Interna	
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio	
MM	Milímetro	
MWe	Meter water equivalent	
MWh	Megavatio-hora	
MME	Ministerio de Minas y Energía	<a href="https://www.minminas.gov.co">https://www.minminas.gov.co</a>
MRV	Monitoreo, Reporte y Verificación	
MSM	Mecanismo Sectorial de Mitigación	

SIGLA	NOMBRE	SITIO WEB
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action (Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada)	
ND	No Determinado	
OEF	Obligaciones de Energía Firme	
OPEX	Operating Expense (Costo de Operación)	
PAS	Planes de Acción Sectorial de Mitigación para el Cambio Climático	<a href="http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=470:plantilla-cambio-climatico-26">http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=470:plantilla-cambio-climatico-26</a>
PBC	Performance Based Climate Finance Facility (Facilidad de financiamiento climático basado en desempeño)	
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo	<a href="http://www.co.undp.org/">http://www.co.undp.org/</a>
PRICC	Plan Regional Integral de Cambio Climático de la Región Capital, Bogotá Cundinamarca	<a href="http://www.idiger.gov.co/pricc">http://www.idiger.gov.co/pricc</a>
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Formas de Energía No Convencionales	<a href="https://www.minminas.gov.co/documents/10180/558752/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Prooure.pdf/e8cdf796-d7b1-4bb1-90b9-e756c7f48347">https://www.minminas.gov.co/documents/10180/558752/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Prooure.pdf/e8cdf796-d7b1-4bb1-90b9-e756c7f48347</a>
PT	Petróleo	
RC	Residuos	
REDD	Programa de Reducción de Emisiones de Carbono causadas por la Deforestación y la Degradación de los Bosque	
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente	
RFF	Racimos de Fruto Fresco	
SIN	Sistema Interconectado Nacional	
SINERGIA	Sistema Nacional de Evaluación de Gestión y Resultados	
SISCLIMA	Sistema Nacional de Cambio Climático	
TV	Turbina a Vapor	
UE	Unión Europea	<a href="http://europa.eu/index_es.htm">http://europa.eu/index_es.htm</a>
UN	United Nations (Naciones Unidas)	<a href="http://nacionesunidas.org.co/">http://nacionesunidas.org.co/</a>
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	<a href="http://www.upme.gov.co">http://www.upme.gov.co</a>
VCS	<i>Verified Carbon Standard</i>	
VER	Verified Emission Reduction (Reducción de Emisión Verificada)	
ZNI	Zonas No Interconectadas	

---

# Lista de tablas

---

Tabla 1-1	Análisis cualitativo de alternativas de co-generación	29
Tabla 1-2	Indicadores para Colombia	63
Tabla 1-3	Perfil de emisiones del sector de energía en Colombia	64
Tabla 1-4	Consumo de petróleo por la industria de fabricación de aparatos y equipo eléctrico	67
Tabla 1-5	Consumo de carbón mineral por diferentes sectores económicos de la industria manufacturera (Toneladas)	68
Tabla 1-6	Cálculo del factor de emisiones de las ZNI	74
Tabla 1-7	Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo al escenario 11 del plan de expansión 2015-2029	75
Tabla 1-8	Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo a los proyectos identificados	76
Tabla 1-9	Potencial de mitigación de proyecto tipo por tecnología	77
Tabla 1-10	Co-beneficios a evaluar en los proyectos postulantes	89
Tabla 1-11	Mecanismos e instrumentos financieros usuales en América Latina	105
Tabla 1-12	Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades públicas nacionales en Colombia	106
Tabla 1-13	Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades privadas nacionales e internacionales y otros modelos	107
Tabla 1-14	Opciones de financiación según etapa de proyecto	109
Tabla 2-1	Asistencia técnica de CAF	133
Tabla 2-2	Capacidad instalada de cada proyecto en el SIN en el 2015	136
Tabla 2-3	Capacidad Máxima que se puede instalar para mantener adicionalidad	137
Tabla 2-4	Proyectos pilotos tipo, considerados para el MSM	142
Tabla 2-5	Esquema para criterios de priorización	144
Tabla 2-6	Rangos para criterios de priorización	145
Tabla 2-7	Alternativas de ponderación para criterios de priorización	146
Tabla 2-8	Paso 1 aplicación criterios de priorización	147

Tabla 2-9	Paso 2 aplicación criterios de priorización	148
Tabla 2-10	Paso 3 Ranking de aplicación criterios de priorización	149
Tabla 2-11	Paso 4 Reducciones acumuladas al 2021 de proyectos con mayor ranking	149
Tabla 2-12	Factor de emisión calculado para cada cogenerador	158
Tabla 2-13	Cálculo de reducción de emisiones para cada cogenerador	160
Tabla 2-14	Factores de emisión del SIN	172
Tabla 2-15	Parámetros a ser monitoreados Escenario 1	192
Tabla 2-16	Parámetros a ser monitoreados Escenario 2	193
Tabla 2-17	Parámetros a ser monitoreados Escenario 3	194
Tabla 2-18	Parámetros a ser monitoreados Escenario 4	195
Tabla 2-19	Parámetros a ser monitoreados Escenario 5	195
Tabla 2-20	Co-beneficios a ser monitoreados	196
Tabla 2-21	Formato – Parámetros a ser monitoreados como parte del Plan MRV	198
Tabla 2-22	Costo de externalidades negativas de centrales térmicas	204
Tabla 2-23	Co-beneficio 1	204
Tabla 2-24	Co-beneficio 2	205
Tabla 2-25	Valor de creación de empleo por tecnología	206
Tabla 2-26	Co-beneficio 3	207
Tabla 2-27	Ponderación co-beneficios	207
Tabla 2-28	Rol de Entidades de Administración y Financiamiento del MSM	210
Tabla 2-29	Actores en la coordinación institucional	211
Tabla 2-30	Roles y actores en la medición y reporte	212
Tabla 2-31	Roles y Actores en la Verificación	215
Tabla 2-32	Roles y Actores en la difusión y comunicación	218

Tabla 2-33	Mapa de Actores y propuesta de Roles Principales MSM	220
Tabla 2-34	Resumen de características técnicas principales de proyectos tipo analizados	225
Tabla 2-35	Indicadores de rentabilidad financiera de proyectos sin entrega de incentivos	226
Tabla 2-36	Incentivo de pago de incentivos por reducción de emisiones a futuro	229
Tabla 2-37	Incentivo con pago anticipado de una proporción del incentivo	237
Tabla 2-38	Resumen de las diferentes modalidades de pago de los incentivos económicos por reducciones de emisiones	239
Tabla 2-39	Valores recomendados de incentivo	241
Tabla 2-40	Valores iniciales unitarios de reducción de emisiones Escenario 1	244
Tabla 2-41	Análisis Escenario 1 - Con Valores Unitarios Por Tecnología	244
Tabla 2-42	Indicadores de Rentabilidad de los Proyectos Bajo Escenario 1	245
Tabla 2-43	Análisis Escenario 2 - Reduciendo Periodos de Generación de Reducciones (4 años)	246
Tabla 2-44	Análisis Escenario 3 - Reduciendo Valores Unitarios de Incentivos	247
Tabla 2-45	Variables financieras de referencia para los proyectos	248

---

# Lista de ilustraciones

---

Ilustración 1-1	Nivel de riesgo y capital en el desarrollo de un proyecto	27
Ilustración 1-2	Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia	39
Ilustración 1-3	Utilización de los productos energéticos en la industria manufacturera colombiana 2005 – 2013	66
Ilustración 1-4	Estructura del Ministerio de Minas y Energía	85
Ilustración 1-5	Estructura Organizacional del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	87
Ilustración 1-6	Estructura Organizacional de FEDEPALMA	94
Ilustración 1-7	Etapas de proyecto e instrumentos de financiación de proyectos de Eficiencia Energética y Energías Renovables	109
Ilustración 2-1	Componentes del Mecanismo Sectorial de Mitigación	122
Ilustración 2-2	Flujograma de Implementación del MSM	123
Ilustración 2-3	Comportamiento en el tiempo del factor de emisión del SIN	173
Ilustración 2-4	Análisis de caso	175
Ilustración 2-5	Aportes hidrológicos regionales al sistema eléctrico	177
Ilustración 2-6	Generación eléctrica en el SIN según fuentes	178
Ilustración 2-7	Relación entre el EF OM y la proporción de energía no-hidroeléctrica en la matriz	179
Ilustración 2-8	Sistema MRV	188
Ilustración 2-9	Ciclo MRV de los proyectos	190
Ilustración 2-10	Elementos Componente Institucional	209
Ilustración 2-11	Etapas del MSM	222
Ilustración 2-12	Estructura general de entrega de incentivo según reducción de emisiones	230
Ilustración 2-13	Esquema general cuando no se cumple la meta de reducciones	232
Ilustración 2-14	Esquema general con pago fijo y variable del incentivo	233
Ilustración 2-15	Esquema general del incentivo compensando déficit o superávit en reducción de emisiones	235
Ilustración 2-16	Esquema general del incentivo con pago de anticipo	238

---

# Resumen ejecutivo

---

Frente a los retos que representa el cambio climático en la región y conciente de los compromisos en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para reducir de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), CAF –Banco de Desarrollo de América Latina, en cooperación con el Banco Alemán de Desarrollo (KfW), estableció la “Facilidad para el Financiamiento Climático basado en el desempeño” (PBC por sus siglas en inglés) con el propósito de incentivar la implementación de proyectos para mitigar GEI en América Latina. El Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) es una iniciativa que se diseñó en el marco de la PBC con recursos de la Facilidad de Inversiones en América Latina (LAIF, por sus siglas en inglés) de la Comisión Europea y que tiene como objetivo fomentar el desarrollo sostenible y bajo en carbono de la región.

En Colombia, la iniciativa cuenta con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía (MME), para lo cual firmó un Memorando de Entendimiento con CAF en 2015. El MSM considera lograr la mitigación real y medible de emisiones de GEI, a través de financiamiento climático basado en desempeño en Colombia, de proyectos nuevos de eficiencia energética en la industria y generación de energías renovables. El financiamiento climático se materializa en incentivos económicos no-reembolsables cuya entrega se fundamenta en el concepto de pago por resultados, tratándose de un incentivo ex-post basado en el desempeño de los proyectos, verificado por un tercero independiente. En el caso del MSM, el desempeño de los proyectos corresponde a la reducción de GEI, medido en toneladas de dióxido de carbono equivalentes (tCO<sub>2</sub>e) reducidas.

Este informe presenta los resultados del desarrollo del concepto de implementación detallado del MSM, para los sectores preseleccionados por CAF y KfW: el sector industrial, a través de eficiencia energética (co-generación) y el sector energético, con la generación de energía renovable (ER). El informe también busca dejar constancia de lo llevado a cabo para que sirva de base para iniciativas futuras. El informe fue realizado en 2016 con término el 29 de septiembre de 2016, por lo tanto, su contenido está actualizado hasta esa fecha. En este contexto, el capítulo 1 presenta la descripción del alcance del MSM y el capítulo 2 desarrolla el diseño detallado del MSM.

En cuanto al alcance del MSM en Colombia se obtuvo como resultado que los sectores de co-generación y energías renovables presentan importantes potenciales de mitigación por lo cual parece viable la aplicación del mecanismo PBC en éstos.

En cuanto a los proyectos de co-generación industrial a gas natural, la incertidumbre de desabastecimiento e incremento en el costo de este combustible limitaba su realización a corto

plazo. Por lo tanto, se descartó esta fuente para el MSM. Por otro lado, la co-generación a partir de biomasa en el subsector azucarero, presentaba un alto grado de desarrollo, experiencia y probabilidad de ejecución de proyectos para exportación de energía al SIN y son aplicables al MSM.

La energía eólica también presenta un potencial muy importante pero las barreras de licenciamiento y consulta previa, junto con la carencia de infraestructura de interconexión retrasarían la entrada en operación de proyectos. La energía solar fotovoltaica se identificó como otra tecnología poco aplicada en Colombia que podría ser aplicable al Mecanismo Sectorial de Mitigación durante su periodo planeado de ejecución de 2017-2021.

En la generación de energía hidráulica las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) han demostrado su aplicabilidad en el MSM. A la fecha no se encontraron proyectos para zonas no interconectadas de un tamaño tal que le permita ser elegible para el MSM y no se considerarán las ZNI como posibles fuentes de proyectos. En caso de que cambien las condiciones se podría considerar la inclusión de proyectos de ZNI para el MSM.

En cuanto a los resultados obtenidos en el diseño detallado del MSM en Colombia se llegaron a diferentes conclusiones técnicas, institucionales y financieras.

Para los aspectos técnicos se concluyó que, para la selección final de proyectos para el MSM, es necesario contar con datos sobre la fecha del inicio de operación, factores de planta específicos y co-beneficios que permitan hacer mejor precisión de los análisis. Respecto al Sistema MRV, este será de dos niveles que estarán coordinados entre sí. El primero de ellos tiene como función dar seguimiento a los objetivos del MSM y el segundo nivel es el MRV de los proyectos y sus reducciones de GEI logradas.

Con respecto a acuerdos institucionales, la administración del MSM estará a cargo de CAF y el MME se encargará de lograr la articulación con las entidades del sector energético y realizar actividades de facilitación dentro del MSM. Además, se concluye que es necesario fortalecer la participación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) para el éxito del MSM y se recomienda fortalecer los acercamientos con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y contar con su asesoría y facilitación de información necesaria para la etapa de monitoreo, reporte y verificación. El rol del verificador externo independiente es relevante, ya que es el actor responsable de presentar los resultados de la

implementación del MSM, mediante la verificación de las reducciones de emisiones de GEI. Adicionalmente, el rol de los gremios e instituciones como mecanismo de divulgación y comunicación del MSM es de gran importancia para promover los resultados.

Finalmente, en el nivel financiero, de acuerdo con los diferentes análisis desarrollados, se puede ver que cada tipo de proyecto elegible para el MSM refleja diferentes niveles de rentabilidad financiera, basados en los supuestos aplicados, y podrían experimentar un impacto de distintos índoles como resultado de la aplicación de un incentivo ex-post basado en el desempeño. Desde tecnologías como el solar fotovoltaico, donde el incentivo juega un papel importante al permitir que un proyecto obtenga indicadores de rentabilidad aceptables, a tecnologías como la PCH, para la cual el incentivo puede tener un impacto en la toma de decisiones para acelerar o priorizar la inversión sobre otras oportunidades de inversión. En cuanto al esquema para entregar el incentivo, la recomendación es usar un esquema que permita reconocer los periodos donde hubo un excedente (“superávit”) de reducción de emisiones por encima de lo esperado y compensar los periodos, donde el proyecto no alcanzó a generar las reducciones de emisiones comprometidas (“déficit”).

Si bien los incentivos que se entregarían aumentan la rentabilidad del negocio de generar energía, en caso de realizarse una evaluación económica de impactos sociales y ambientales de las inversiones, los niveles de las ganancias en bienestar para la sociedad podrían ser mayores, teniendo en cuenta los diferentes cobeneficios derivados de los proyectos de energía con FNCER.

## Introducción

El Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) es una iniciativa que se diseña en el marco de la Facilidad de Financiamiento Climático basado en el Desempeño (PBC, por sus siglas en inglés), el cual ejecuta CAF, en cooperación con el Banco Alemán de Desarrollo Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), con recursos de la Facilidad de Inversiones en América Latina (LAIF, por sus siglas en inglés) de la Comisión Europea y que tiene como objetivo fomentar el desarrollo sostenible y bajo en carbono de la región. Además, la iniciativa cuenta con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía (MME), para lo cual firmó un Memorando de Entendimiento con CAF en el año 2015.

La facilidad PBC incluye tres componentes:

1. Esquema de financiamiento climático no-reembolsable basado en desempeño.
2. Soporte técnico para apoyar el diseño y la implementación de las actividades de mitigación.
3. Esquemas de financiamiento de inversión para las actividades de mitigación.

Los primeros dos componentes son financiados a través del programa Facilidad de Inversión para Latinoamérica (LAIF<sup>1</sup>) y el tercero por los bancos KfW y CAF.

El MSM considera lograr la mitigación real y medible de emisiones de GEI, a través de financiamiento climático basado en desempeño en Colombia. El MSM busca eliminar las barreras de inversión debidas a los altos costos de implementación y lograr la disminución de riesgos asociados a la experiencia con tecnologías definidas.

Este informe presenta los resultados de una consultoría realizada para desarrollar el concepto de implementación detallado del MSM, para los sectores preseleccionados por CAF y KfW: el sector industrial, a través de eficiencia energética (co-generación) y el sector energético, con la generación de energía renovable (ER). Como criterios de selección de los proyectos pilotos potenciales para los sectores de co-generación y ER se consideran los parámetros obtenidos del análisis de oportunidades y restricciones por parte del equipo consultor, frente a las condiciones reales identificadas en la información disponible y los lineamientos establecidos por CAF. Éstos últimos se describen a continuación:

- Ser proyectos de energía renovable no-convencional para el SIN o las ZNI, y proyectos de co-generación en la industria colombiana, sectores preseleccionados para el presente estudio.
- Ser proyectos nuevos que, a la fecha, no se hayan instalado y que, además, se prevea su inicio de operación preferiblemente entre 2016 y 2017 para alcanzar a mitigar la mayor cantidad de GEI durante el periodo piloto definido hasta el 2021.
- Contar con un avanzado nivel de diseño. Se requiere por lo menos contar con los estudios de factibilidad técnica y económica finalizados, lo cual ofrece

---

1 *Latin America Investment Facility* ejecutado con fondos de la Unión Europea.

mayor nivel de certeza sobre las cifras presentadas.

- No contar con cierre financiero: es requisito indispensable para acceder al incentivo económico que se financie la implementación del proyecto, a través de una línea de crédito de CAF.
- El monto del préstamo de CAF debe ser de por lo menos quince millones de dólares (US\$ 15.000.000) para proyectos en el SIN.
- Tener cobeneficios que reflejen impactos positivos para el ambiente, comunidades, salud, etc., más allá de la reducción de CO<sub>2</sub>.

En este contexto, el capítulo 1 presenta la descripción del alcance del MSM, con base en la información disponible, estableciendo los límites del MSM, la descripción de la estructura de producción y emisión de los GEI, el potencial de reducción para los sectores preseleccionados, así como las políticas, objetivos y estrategias de apoyo institucionales a escala nacional y de cooperación internacional.

El capítulo 2 desarrolla el diseño detallado del MSM, que incluye: la definición de los tipos de tecnología, criterios de elegibilidad, viabilidad técnica y financiera, fuentes de financiación, análisis de riesgos e impactos, potenciales socios locales, enfoques para la determinación de línea base, sistema MRV<sup>2</sup>, definición del incentivo, gobernanza del sistema, identificación de necesidades de asistencia técnica y estimación de potenciales reducciones de GEI.

Se agradece la participación y aportes del MME en particular, y del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Unidad Minero Energética (UPME), Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), Ministerio de Comercio, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y otras entidades gubernamentales, junto con las entidades gremiales e institutos: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), Sector Azucarero Colombiano (ASOCAÑA), Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (FEDEPALMA), Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), Consejo Colombiano de Eficiencia Energética (CCEE), Instituto Colombiano de Normas y Certificación (ICONTEC) y las empresas privadas que suministraron valiosos insumos de información, experiencia y criterios para el logro de los objetivos del estudio.

---

<sup>2</sup> Monitoreo, reporte y verificación.

01

---

Descripción  
del alcance  
del *MSM*

---

# 1.1

## Generalidades

En Latinoamérica existe un potencial considerable para reducir emisiones de GEI especialmente en las áreas de energías renovables, eficiencia energética y manejo de residuos. En particular, Colombia presenta actualmente oportunidades para reducir emisiones de GEI, a través de eficiencia energética en el sector industrial (la co-generación es una de las tecnologías relevantes) y por medio de generación de energía eléctrica renovable (ER) en el sistema energético nacional, aumentando el porcentaje de participación de estas fuentes de generación en la matriz eléctrica nacional. De acuerdo con el primer Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia (2015), existe una potencialidad de ampliar la generación hidráulica en aproximadamente seis (6) veces la capacidad actual. El Atlas de Viento y Energía Eólica (2006) destaca dieciséis (16) lugares en donde es posible explotar el recurso eólico y el Atlas de Radiación Solar de Colombia (2005) indica un buen potencial solar en todo el territorio, en especial la península de La Guajira y La Orinoquia.

En diciembre de 2015 se publicó en Colombia el documento de Contribución Prevista Determinada a nivel Nacional (iNDC por su sigla en inglés), que propone incentivar la reducción de GEI, a través de instrumentos de mercado, con el fin de lograr la reducción de emisiones con un enfoque de costo-eficiencia que asegure una mitigación real, permanente, adicional, verificable y evite la doble contabilidad (Gobierno de Colombia, 2015). El Mecanismo Sectorial de Mitigación que se está desarrollando sigue

dicho enfoque al brindar opciones de financiamiento e incentivos económicos por desempeño en mitigación de GEI, a través de este se espera incentivar la creación de nuevos proyectos que generen adicionalidad en la mitigación, con un sistema implementado de medición, reporte y verificación, lo que permite tener un seguimiento del nivel de GEI realmente emitidos.

En Colombia, a través del decreto 298 de 2016 se estableció el Sistema Nacional de Cambio Climático SISCLIMA<sup>3</sup>, conformado por la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Estrategia Nacional REDD+ y la Estrategia para la Gestión Nacional de Riesgos y Protección Financiera ante Desastres. Estos aspectos son importantes para comprender y optar por tomar lineamientos de la política, instrumentos de gestión y financiamiento para el desarrollo del concepto del MSM, tanto en el sector industrial, como energético, de los cuales el que se considera como más cercano a este propósito es la ECDBC.

Los sectores preseleccionados por CAF y KfW para el MSM son el sector industrial, a través de eficiencia energética (co-generación) y el sector energético, con la generación de energía renovable (ER). Los proyectos de co-generación y de ER cuentan con diferentes etapas de desarrollo:

- Etapa de planeación
- Etapa de construcción y puesta en marcha
- Etapa de operación

Cada una de las etapas tiene diferentes requerimientos de capital y diferentes riesgos. Es importante entender los requerimientos y los riesgos que enfrentan esos proyectos en sus diferentes etapas y los mecanismos actuales para atender estas necesidades de financiamiento y de mitigación de riesgo. (Ver Ilustración 1-1)

---

## ACTUALIZACIÓN

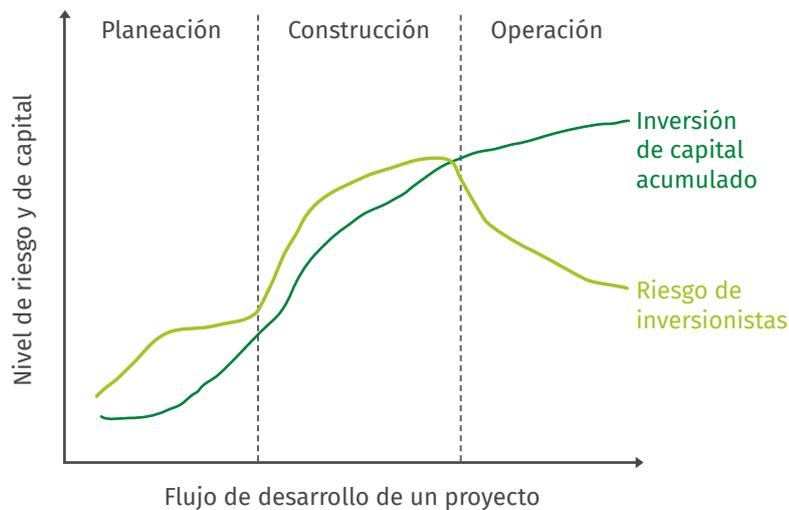
Estrategia de Política de Gestión Financiera Pública ante el Riesgo de Desastres por Fenómenos de la Naturaleza planteada en el Plan Nacional de Desarrollo, “Prosperidad para Todos 2010-2014” y el Plan Estratégico del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) fue continuada en el PND “Todos por un nuevo país 2014-2018”. En el decreto de establecimiento de SISCLIMA se denota como Estrategia de Protección Financiera ante Desastres.

---

---

3 Ver CONPES 3700 de 2011 y Decreto 298 del 24 de febrero de 2016.

### ILUSTRACIÓN 1-1. Nivel de riesgo y capital en el desarrollo de un proyecto<sup>4</sup>



Fuente: Autor

Es importante mencionar que en Colombia, y en otros países, la experiencia ha demostrado que no es suficiente con implementar un mecanismo financiero o incentivo para estimular la demanda, sino que también es necesario contemplar una estrategia que integre el incentivo y los mecanismos financieros y no-financieros, de tal forma que puedan crear confianza y reducir los riesgos de inversión.

Se prevé que en aquellas etapas del proyecto, el uso eficiente de los incentivos sea donde éste puede emplearse como mitigador del riesgo y donde no existan instrumentos financieros suficientes y efectivos.

Asimismo, los incentivos y los mecanismos de apoyo propuestos, deben diseñarse para no distorsionar el mercado de la Eficiencia Energética y las FNCER, y en lo posible buscar internalizar los costos transaccionales como parte del proyecto.

<sup>4</sup> Gráfica sin escala, su propósito es meramente ilustrativo. La etapa de planeación puede representar del 4 al 10 % del valor del proyecto.

# 1.2

## Sector de la co-generación

La co-generación definida como la producción combinada de energía eléctrica y térmica, a partir de la misma fuente se obtiene principalmente a partir de combustibles fósiles, biomasa y residuos orgánicos (agrícolas, industriales y urbanos), o la mezcla de los anteriores.

Para definir el alcance del MSM es necesario definir criterios de factibilidad técnica, ambiental, económica y legal que permitan un enfoque realista a los proyectos que tienen mayor probabilidad de desarrollo y que brinden los mayores impactos en la reducción de GEI.

Desde el punto de vista técnico, un sistema de co-generación tiene mayor factibilidad, si el grado de madurez de la tecnología es alto, es decir, si los equipos se encuentran disponibles comercialmente y su aplicación ha superado ciclos de vida útil, donde se hayan tenido experiencias exitosas en su eficiencia, confiabilidad y disponibilidad.

En el campo ambiental, la fuente de co-generación que ofrezca menor emisión de gases de efecto invernadero será objeto de mejor desempeño para la aplicación del MSM. Económicamente, la fuente de menor costo tendrá mayor factibilidad financiera, al generar un precio bajo de kWh para valores de CAPEX y OPEX típicos del sector.

Legalmente se requiere el cumplimiento de la reglamentación expedida por la UPME y la CREG, especialmente en lo referente al factor de Rendimiento Eléctrico Equivalente REE para la producción mínima de electricidad y calor, al igual que los requisitos para la venta, la capacidad, el respaldo, la confiabilidad y la potencia<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Ver resoluciones 055, 056 de 1994; 084, 085 y 086 de 1996; 05 de 2010; ley 1215 de 2008; decretos 2469, 2492 de 2014.

En la Tabla 1-1 se resume la evaluación cualitativa de las alternativas de co-generación por fuente energética:

**TABLA 1-1. Análisis cualitativo de alternativas de co-generación**

Fuente	Factibilidad			
	Técnica	Ambiental	Económica	Legal
Carbón	Alta	Baja	Alta	Alta
Diésel y crudo	Alta	Baja	Baja	Alta
GLP	Alta	Baja	Baja	Alta
GN	Alta	Media	Baja	Alta
Biomasa	Alta	Alta	Alta	Alta
Residuos	Media	Alta	Media	Media

Fuente: Autor

Por lo anterior, la alternativa de co-generación del sector industrial que cumple los criterios de selección señalados para el MSM es la co-generación con biomasa desarrollada principalmente en los ingenios azucareros, las plantas extractoras de aceite de palma y los residuos, que se analizan en los numerales presentados a continuación.

En cuanto a la capacidad instalada de plantas de co-generación en Colombia (HART REGENERACION, 2016), por fuente primaria de combustible se emplea un 40 % en GN, 38 % biomasa, 18 % carbón y 4 % crudo, lo cual podría inducir a continuar la tendencia en su uso. No obstante, los recientes estudios de oferta y demanda del gas natural en Colombia (UPME, 2016), muestran un escenario de desabastecimiento a partir del presente año para una curva de demanda alta, frente a la declaración de producción. Tal circunstancia inducirá el aumento de precios por la importación del GNL y generará riesgos para los proyectos nuevos y existentes de co-generación con gas, según la Cámara de Grandes Consumidores de Energía de la ANDI<sup>6</sup>, llegando a precios anunciados por el MME hasta de USD\$ 12/MBTU, lo cual duplicaría el precio actual y hará inviable cualquier proyecto con este combustible, según lo establece el estudio llevado a

<sup>6</sup> Información obtenida en fuente primaria, mediante entrevista con el director de la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, efectuada en diciembre de 2015.

cabo por la empresa ESCO con mayor proporción y experiencia de proyectos de co-generación con GN en Colombia, E2 energía eficiente<sup>7</sup>.

## **1.2.1 SUBSECTOR DE LA BIOMASA EN INGENIOS AZUCAREROS**

### **1.2.1.1. Contexto del sector**

Estudios nacionales e internacionales señalan al sector azucarero como aquel de mayor potencial de co-generación en Colombia por su disponibilidad de biomasa, en especial el bagazo. Este subproducto, derivado de procesos de cosecha y molienda de caña, actualmente constituye la fuente primaria de energía para la co-generación del país (ASOCAÑA, 2015).

Las emisiones de GEI de esta tecnología provienen de la combustión del bagazo en calderas acuatubulares de gran potencia que pueden llegar a una producción de vapor de más de 100 ton/h, a presiones superiores a los 80 Bar. Debido a que el bagazo es una materia orgánica, residuo de un proceso productivo, las emisiones GEI netas de esta fuente se consideran como cero (0). El vapor generado pasa al grupo turbo generador, donde la energía térmica se transforma en eléctrica y el vapor residual exhausto que sale de la turbina se emplea en el proceso de producción de azúcar o etanol, o ambos, empleando sistemas a contrapresión, extracción y reducción. La energía eléctrica se emplea para el autoconsumo de la planta productora y los excedentes se comercializan en la red del SIN.

Cabe señalar que algunos ingenios conectados a la red del SIN emplean carbón mineral para respaldar el sistema de co-generación, especialmente en épocas de invierno donde decrece la disponibilidad de bagazo seco con alto poder calorífico. La naturaleza de los GEI y el factor de emisión de esta tecnología están caracterizados y reportados oficialmente por la UPME, conforme a lo establecido en la Ley 697 de 2001, el Decreto Reglamentario 3683 de 2003 y el Decreto 381 de 2012, para permitir su valoración para esquemas de MDL.

---

<sup>7</sup> Ver informe de E2: Variables de mercado que inciden en la viabilidad de los proyectos de co-generación en Colombia, tomado en Diciembre del 2014.

En Colombia existen 12 ingenios azucareros que a partir de la Ley 788 de 2002 fueron incentivados para percibir beneficios por exención de renta generada por la venta de energía proveniente de biomasa; igualmente, con la entrada en vigencia de la Ley 1215 de 2008, se eximió de pagar el impuesto del 20% de contribución a los cogeneradores. Posteriormente, la resolución CREG 005 de 2010 que reglamentó la co-generación, permitió a los ingenios contar con un marco jurídico para desarrollar esta actividad. Con la expedición de la Ley 1715 de 2014 se crea una gran oportunidad para integrar a la red energética nacional a los cogeneradores que empleen cualquier biomasa, en donde el sector azucarero aporta el 38 % de la capacidad instalada, según se presentó anteriormente. No obstante, con la reglamentación de esta Ley, este tipo de inversiones puede acceder a incentivos de orden tributario (exclusión del IVA, deducción de renta por un valor equivalente hasta el 25 % de la inversión, deducción de arancel y depreciación acelerada), con lo cual se da un impulso adicional a la implementación de estos proyectos.

### 1.2.1.2 Capacidad instalada y potenciales proyectos

A mayo de 2015, el sector azucarero había alcanzado una capacidad instalada de co-generación de 215 MWe, vendiendo excedentes por 68 MWe, principalmente suministrada por los seis ingenios de mayor tamaño. Se prevé que para 2018, la capacidad instalada se aumente a 369 MWe, de los cuales se vendan aproximadamente 163 MWe (ASOCAÑA, 2015).

Los proyectos de co-generación de mayor probabilidad para ejecución al 2021 suman 155 MWe, todos ellos relacionados con aumento de capacidad y repotenciación de las calderas que son consideradas el corazón del sistema productivo de los ingenios azucareros por la gran demanda de calor para los procesos de evaporación. Estos proyectos ya poseen diseños detallados, licencias ambientales y estructuración financiera para proyectos con montos superiores a los USD\$ 25 MM.

### 1.2.1.3 Madurez para el Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM)

Los sistemas de co-generación existen hace más de una década en el sector azucarero colombiano. Se ha tenido experiencia en la aplicación de MDL, la cual generó muchas

expectativas y pocos resultados por la volatilidad de los mercados de carbono.

Estas experiencias en el sector azucarero han llevado a considerar que para los nuevos proyectos de co-generación se debe garantizar su viabilidad, sin considerar beneficios, estímulos, exenciones tributarias e incentivos, para estudiar los escenarios más críticos en las simulaciones, análisis de riesgos y sensibilidad de los proyectos.

En ASOCAÑA se reúne, cada tres meses, el comité de co-generación donde se reporta el desempeño de las instalaciones, el factor REE, los avances y las mejoras de los proyectos, igualmente, se desarrollan iniciativas para la normativa técnica y legal de este subsector.

#### 1.2.1.4 Barreras

Por ser un sector consolidado, no se aprecian barreras de ningún tipo que impidan la realización de los proyectos; más bien se espera que culmine la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, la cual traería mayores incentivos y haría partícipe a la co-generación con biomasa de los pagos por cargo de confiabilidad, al poder ofertar energía en firme a la red para aportar durante los periodos de escasez del sistema interconectado.

### 1.2.2 SUBSECTOR BIOMASA PALMA DE ACEITE

#### 1.2.2.1 Contexto del sector

Colombia es el primer productor de palma de aceite de América y cuarto en el mundo, con más de 400 mil hectáreas de palma sembradas y 68 plantas extractoras, dispone de 630 mil toneladas anuales de biomasa para desarrollar proyectos de co-generación (CENIPALMA, 2010).

Dadas las dificultades de interconexión eléctrica para algunas plantas de beneficio (extracción primaria de aceite), se recurrió inicialmente a la generación con motores Diésel para autoabastecer de electricidad. Actualmente, existe la tendencia a interconectarse a la red, dependiendo de la ubicación geográfica y la proximidad al SIN.

### 1.2.2.2 Capacidad instalada y potenciales proyectos

Con base en el estudio de capacidad instalada de autogeneración y co-generación en el sector de industria, petróleo, comercio y público del país (UPME - HART, 2014), se deduce que el sector de la palma posee una capacidad instalada de 19 MW a diciembre de 2014. Recientemente, se pusieron en marcha dos proyectos de co-generación con posibilidad de exportación a la red: el primero de ellos pertenece al grupo Manuelita en los Llanos Orientales, y el segundo a la empresa CI Tequendama en la región Caribe, con potencias de 1,4 y 0,75 MWe, empleando biogás.

Según las estimaciones de FEDEPALMA, citadas por la UPME en los recientes estudios sobre el potencial de co-generación (UPME - HART, 2014), existe un potencial de 246 MW con un estimado de excedentes que podrían ser colocados en el sistema de 191 MW, lo cual representa casi el 78 %. Esa alta cifra de excedentes se explica en el hecho de que su proceso productivo involucra usos térmicos, pero en baja proporción al potencial energético de sus residuos industriales, que pueden ser empleados como combustible para la producción combinada de electricidad y calor.

### 1.2.2.3 Madurez para el MSM

El sector de la palma de aceite ha tenido experiencia en MDL, en el proyecto sombrilla del 2008 (Mazorra, 2008), también con resultados poco satisfactorios frente a las grandes expectativas que se generaron inicialmente, por el abatimiento del gas metano producido en las piscinas de tratamiento de los efluentes del proceso, lo cual motivó a desarrollar proyectos de biodigestión, algunos de ellos con generación de electricidad a baja potencia, menor a 500 KVA para autoconsumo en las plantas extractoras.

La tecnología de co-generación para el sector palmicultor se encuentra en estado avanzado de madurez en el ámbito internacional, especialmente en Malasia donde existen proyectos de dedicación exclusiva para la co-generación con capacidades de 20 MW. En Colombia los proyectos se mueven en un rango entre 0,5 a 7 MWe para capacidades de proceso entre 18 a 60 ton de RFF<sup>8</sup>/hr (Ponce, 2007). Se proponen dos tipos principales de tecnología: primero, la generación con turbinas de vapor en donde las plantas necesitarían reemplazar

---

8 Racimos de fruto fresco.

calderas de vapor saturado por vapor sobrecalentado a más de 60 Bar, y, segundo, grupos generadores con motores de combustión interna para uso dedicado a gas metano. En un estudio desarrollado para FEDEPALMA (POCH, 2014) también se analizaron posibilidades con otras tecnologías comerciales como los motores a vapor de última generación y los sistemas de gasificación de biomasa.

Las emisiones de GEI para el caso de los residuos sólidos (cuesco, raquis y fibras) son generadas por la combustión en calderas con diversas tecnologías, que van desde parrilla viajera a lecho fluidizado. Sin embargo, debido a que estos residuos constan de materia orgánica, residuo de un proceso productivo, se considera como cero (0) las emisiones GEI netas de esta fuente. El vapor obtenido en la caldera pasa a turbinas de contrapresión con extracción y el vapor exhausto sigue al proceso a baja presión y caudal. La relación de electricidad y calor es baja comparativamente con el sector de los ingenios y por consiguiente el REE en algunos casos no cumple lo establecido en la normativa para clasificar las instalaciones como grupos cogeneradores y beneficiarse de los incentivos para este sector. No se ha caracterizado la naturaleza y el tipo de estas emisiones para el caso colombiano, dado las pocas experiencias que se tiene con este tipo de tecnología.

Para el caso de los residuos líquidos o efluentes del proceso de extracción de aceite, éstos son procesados en biodigestores de gran tamaño, algunos con áreas superiores a los 1.000 m<sup>2</sup>, donde se obtiene biogás, mezcla de metano, vapor de agua y dióxido de carbono. Este gas combustible se puede emplear en motores dedicados a gas con ciclo Otto e ignición por chispa, generando gases quemados con composiciones de CO<sub>2</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>. Se dispone de la caracterización del factor de emisión propuesto en los proyectos precedentes de MDL, para lograr la valoración y la cuantificación del factor de emisión.

Los estudios realizados hasta 2007 mostraban que los proyectos de co-generación no tenían factibilidad económica por el tamaño, la baja relación del factor de co-generación REE (Ponce, 2007), salvo para sustituir la generación con Diésel en ZNI. Con un estudio realizado (POCH, 2014) se logró demostrar en qué condiciones es rentable la co-generación. No obstante, las barreras que se identifican más adelante, junto con la incertidumbre por la reglamentación pendiente de la Ley 1715 de 2014, han hecho posponer los proyectos que a la fecha no presentan avances significativos, porque llegan escasamente a ingeniería conceptual, mucho menos a estimaciones preliminares de presupuestos. Las expectativas de ejecución muestran una frontera más allá del año 2018.

#### 1.2.2.4 Barreras

La principal barrera del sector palmicultor es la inexperiencia en sistemas de co-generación, que ha ocasionado demoras en la definición de proyectos. Por otra parte, el bajo factor de co-generación REE (rendimiento eléctrico equivalente) definido en el marco legal de la co-generación Ley 1215 de 2008, que exige que sea superior al 30 % (relación entre energía térmica y eléctrica), hace que se limiten las posibilidades de acceder a los cargos por confiabilidad en las plantas de beneficio, ya que la demanda de vapor no es significativa, frente al potencial de generación de electricidad. La disponibilidad de biomasa también se restringe por el uso tradicional como abono, del cual no existen estudios específicos que demuestren que la valorización energética supera su uso como compostaje y se mantiene este paradigma hasta la fecha.

### 1.2.3 SUBSECTOR PECUARIO

#### 1.2.3.1 Contexto del sector

Los sectores piscícola y avícola colombianos habían producido, a 2008, alrededor de 115 millones de pollos por año, 9.038 millones de huevos (FENAVI, 2008) y para el mismo año se habían sacrificado 3,4 millones de cabezas de ganado porcino (DANE, 2008). Para estos niveles de producción se estima un potencial energético de 23.183 TJ/año para el sector avícola y 4.308 TJ/año según el “Atlas de Biomasa Residual de Colombia” (UPME, 2010).

Las iniciativas para desarrollar la co-generación en estos sectores son muy escasas, y se desarrollan principalmente en la Costa Pacífica y en el pie de monte llanero, donde existen posibilidades de concentración de las granjas productoras.

#### 1.2.3.2 Capacidad instalada y potenciales proyectos

Las instalaciones de biogás generado por los residuos orgánicos del sector pecuario, no sobrepasan los 3 MW. Su principal uso es la autogeneración de electricidad para las mismas plantas a pequeña escala, con potencias inferiores a los 200 KVA.

Según las estimaciones del potencial energético del sector, considerando el empleo de la biomasa disponible en los residuos orgánicos, se lograría abastecer el 0,7 % de la demanda energética colombiana, es decir, unos 4.200 GWh/año (FNP, 2015).

### 1.2.3.3 Madurez para el MSM

No existe experiencia en co-generación, solamente se han iniciado proyectos como el Clúster de Bioenergía del Pacífico Colombiano, coordinado por la Cámara de Comercio de Cali, que prevé iniciar hacia el 2018.

La co-generación a partir de biogás es muy empleada en plantas de proceso de residuos orgánicos en Europa, Estados Unidos, India y China. Existen proveedores internacionales que ofrecen tecnologías “llave en mano”, las cuales emplean tanto motores de combustión interna como turbinas a gas, dependiendo de la capacidad de generación y la disponibilidad de residuos.

Durante las aproximaciones institucionales y las entrevistas con empresarios llevadas a cabo para la realización del presente informe, se identificó un proyecto de 3MW que está en fase de evaluación.

### 1.2.3.4 Barreras

La falta de experiencia en los sistemas y modelos de negocio para la co-generación, al tiempo que la dispersión geográfica de las granjas para lograr una economía de escala, se presentan como las principales barreras del subsector para desarrollar proyectos de co-generación. Igualmente, el marco legal no favorece los proyectos de pequeña escala inferiores a 1 MW, donde se encontrarían la mayoría de los potenciales de co-generación.

# 1.3

## Sector energías renovables

### El Sistema Interconectado Nacional<sup>9</sup>:

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se compone de una cadena de valor con tres eslabones básicos: generación, transmisión y distribución.

En el Decreto único reglamentario del sector Minas y Energía (Decreto 1073 de 2015) se compilaron los lineamientos regulatorios principales del sector de energía y la conformación de los entes y actores del sector. Adicionalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero-Energética participan activamente en las reglamentaciones del sector.

La Generación es la actividad que consiste en producción de energía eléctrica mediante mayoritariamente plantas hidráulicas y unidades térmicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Dentro de este eslabón hay 4 agentes:

- **Generadores:** Efectúan transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).
- **Plantas menores:** Tienen unidades de generación con capacidad instalada menor a 20 MW. La regulación para las transacciones comerciales de las plantas menores está contenida en la Resolución CREG 086 de 1996.
- **Autogeneradores:** Personas naturales o jurídicas que poseen sistemas de generación de energía eléctrica, para atender sus propias necesidades y que no están conectadas a la red pública.

---

<sup>9</sup> GCF Readiness, Componente 4, Análisis Sectorial – ENERGÍA - FS UNEP Collaborating Centre - Frankfurt School of Finance & Management.

La regulación para estos agentes está contenida en la Resolución CREG 084 de 1996. Además con las resoluciones y proyectos de resolución recientes (175 de 2014 y 024 de 2015) se está buscando regular y reglamentar como tal la actividad de autogeneración, así como la definición del límite de pequeña escala de 1MW por la resolución UPME 281 de 2015.

- Cogeneradores: Personas naturales o jurídicas que utilizan el proceso de co-generación (i.e. producción combinada de energía eléctrica y térmica), para el consumo propio o de terceros o actividades comerciales o industriales. La reglamentación de esta actividad está consignada en la Resolución CREG 085 DE 1996.

## Generación

Debido a que el sistema tiene dos terceras partes de su capacidad instalada en plantas hidroeléctricas, está expuesto a los efectos de los fenómenos de variabilidad climática como El Niño y La Niña, dado que las fuentes de generación empleadas año a año cambian significativamente en función de éstos fenómenos climáticos. Esto se evidenció claramente en los últimos cinco años, en los cuales el país ha pasado de tener uno de los fenómenos más extremos de aumento de precipitación como La Niña en 2011, a tener con comienzo en 2015 uno de los eventos de sequía extrema de El Niño más fuertes registrados desde mediados del siglo pasado. En este último caso, el país llegó a implementar una iniciativa nacional de ahorro de electricidad, para ayudar a evitar la necesidad de racionamiento forzado<sup>10</sup>.

Según datos de XM, esta oscilación entre La Niña y El Niño afectó el balance entre la generación hidráulica y la térmica, pasando de una relación 78 % - 16 % en el 2011, a una relación 64 % - 31 % en el 2015, respectivamente, y durante marzo de 2016 llegó a 44 % - 51 %.

## Demanda

La demanda de energía eléctrica en el país se ha mantenido en constante crecimiento con el paso de los años. Entre el año

---

<sup>10</sup> <http://www.dinero.com/pais/articulo/colombia-debe-ahorrar-5-de-energia-diaria-lo-hara-por-las-buenas/221206>

2013 y el 2014 se registró el mayor aumento en la demanda de año a año con un 4,4 %. En el año 2015 la demanda de energía eléctrica creció el 4,2 %, y llegó hasta los 66,174 GWh.

### ILUSTRACIÓN 1-2. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia



Fuente: XM.

## Potencia instalada

En los últimos cinco años en el país se han puesto en funcionamiento 2 GW de capacidad nueva para generación, pasando de 14.420 MW en el 2011 a 16.420 MW a finales de 2015. La mayoría de sus nuevas instalaciones corresponde a plantas hidráulicas, como Hidrosogamoso, con una capacidad de 819 MW, inaugurada en el 2014 y de El Quimbo, con 396 MW, inaugurada en el 2015.

De los 16.420 MW instalados a la fecha en el SIN, 10.892 MW corresponden a instalaciones hidráulicas, 4.743 MW de plantas térmicas que usan principalmente gas, carbón y ACPM para la generación de energía. El sistema también cuenta con 698 MW de plantas menores a 20 MW, entre las que se encuentran centrales hidráulicas, térmicas y un parque de generación eólico (Jepirachi). Para completar el sistema el país reporta también 86 MW en co-generación.

## 1.3.1 SUBSECTOR EÓLICO CONECTADO AL SIN

### 1.3.1.1 Contexto del sector

Según el documento “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, publicado por la UPME, en el 2015 y que surge de un convenio financiado con recursos del

Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM),– a través del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (BID - UPME, 2015)<sup>11</sup>, la energía eólica es hoy por hoy la fuente no-convencional de energía renovable de mayor difusión en el mundo, y la de mayor crecimiento en los últimos diez años, pasando de 48 GW instalados a finales de 2004 a 318 GW para 2013. Tiene una tasa promedio de crecimiento del 21 % en los últimos cinco años (BID - UPME, 2015). Países como Dinamarca y España producen hoy en día, respectivamente, el 39,1 % (2014) y el 20,9 % (2013) de su energía eléctrica a partir de esta fuente. Grandes fabricantes de turbinas como Vestas (Dinamarca), Goldwind (China), Enercon (Alemania), Siemens (Alemania), General Electric (Estados Unidos) y Gamesa (España) dominan más del 50 % del mercado mundial, y existen en el mundo hoy en día más de cien compañías fabricantes de aerogeneradores, al menos tres de las cuales cuentan con presencia en países latinoamericanos como Brasil y Argentina.

Países latinoamericanos como Perú, Panamá, Chile, México y Brasil cuentan hoy con capacidades eólicas instaladas o cerca de ser comisionadas (a 2014) de 148 MW, 220 MW, 836 MW, 2.300 MW, y 5.900 MW, respectivamente, mientras que Colombia cuenta con 19,5 MW conectados al SIN (capacidad que no ha incrementado desde su instalación).

### 1.3.1.2 Capacidad instalada y potenciales proyectos

Desde la construcción y la puesta en marcha del proyecto eólico Jepirachi en 2004, a cargo de EPM, en el país no se han instalado más proyectos de energía eólica, a excepción de algunos proyectos pilotos de algunos pocos kW. El proyecto Jepirachi tiene una capacidad instalada nominal de 19,5 MW y en los más de once años de operación ha generado más de 630 GWh, lo que corresponde a la mitigación de cerca de 200.000 t CO<sub>2</sub>, respecto al factor de emisión del SIN (CORPOEMA, 2010).

Según los mapas eólicos de Colombia, publicados por el IDEAM a finales de 2015, el departamento de La Guajira cuenta con el mayor potencial eólico del país, razón que explica el hecho de que de los 19 proyectos con tecnología eólica presentados hasta ahora ante la UPME para registro, todos estén ubicados en este departamento, sumando

---

#### ACTUALIZACIÓN:

A enero del 2018 se han presentado en total 22 proyectos y hay 12 vigentes. Estos tienen una capacidad instalada de 1351 MW.

---

---

<sup>11</sup> [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

más de 3.100 MW que potencialmente se instalarían en los próximos cinco años<sup>12</sup>.

Dentro de los escenarios a largo plazo del Plan de expansión de referencia 2015-2029<sup>13</sup>, se contempla en el escenario 11 (UPME, 2015) una participación renovable no convencional con un total de más de 3.700 MW incluyendo energía geotérmica, biomasa, solar fotovoltaica distribuida y los 3.100 en generación eólica, que corresponden a asumir que se instalaron todos los proyectos en esta tecnología que han sido inscritos en la UPME a finales de 2015.

Es necesario aclarar que dentro del Plan de expansión de referencia 2015-2029, el escenario descrito anteriormente es sólo una de las rutas de expansión considerados dentro de este documento indicativo. Sin embargo, es importante anotar que el escenario 11 es el que va más acorde con una vía de expansión energética baja en carbono para el país.

### 1.3.1.3 Madurez para el MSM

El desplazamiento de generación térmica con fuentes fósiles por energía eólica renovable representaría un beneficio ambiental medido, en términos de ahorros en emisiones de efecto invernadero, como lo plantean valores establecidos por análisis de ciclo de vida, que indican factores de emisiones de 15 kg CO<sub>2</sub>/MWh para las plantas eólicas (BID - UPME, 2015). Esta ventaja, sumada al estado maduro de la tecnología asociada con la generación eólica (y su reducción de costos, en términos de kWh generado), especialmente los aspectos de diversificación y complementariedad que la energía eólica puede ofrecer a la canasta eléctrica nacional, reducirían eventualmente (en el largo plazo) los costos de generación del sistema, lo mismo que los riesgos de racionamiento enfrentados ante los fenómenos de escasez del recurso hídrico, fuente de la que es necesario recordar que el país depende, hoy en día, en 75 % en promedio en términos de generación, y que representa 70 % de la capacidad instalada del SIN.

En cuanto a madurez de la tecnología en el ámbito nacional, se debe mencionar que debido al bajo desarrollo de esta

## ACTUALIZACIÓN:

Nueva versión del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016–2030. Se estima la siguiente expansión total por sector:

1427 MW de generación hidroeléctrica

147 MW con plantas térmicas que utilizan gas natural como recurso principal

970 MW térmicos a base de carbón

1456 MW eólicos

569.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotermia, biomasa y solar fotovoltaica distribuida.

12 Informe Dinámico de Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica: [www.app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiinwiznwfkmgutmmexmy00mdg0lthjodqtywuxmjimothl%20mtc1iividci6ijxntawzjzklwjztkndgznc1indq2ltc0yvjvmyjlzjewzsisimmiojh9](http://www.app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiinwiznwfkmgutmmexmy00mdg0lthjodqtywuxmjimothl%20mtc1iividci6ijxntawzjzklwjztkndgznc1indq2ltc0yvjvmyjlzjewzsisimmiojh9)

13 Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016–2030: [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2016/Plan\\_GT\\_2016\\_2030/Plan\\_GT\\_2016\\_2030\\_Final\\_V1\\_12-12-2016.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_GT_2016_2030/Plan_GT_2016_2030_Final_V1_12-12-2016.pdf)

tecnología, no se cuenta con el recurso humano ni técnico ni de infraestructura para la implementación de los proyectos. Sin embargo, a través del contacto con algunos desarrolladores de proyectos, se pudo concluir que algunas de estas empresas están en proceso de transferencia de tecnología y de conocimiento, para fortalecer sus equipos en el momento de la implementación de los proyectos.

### 1.3.1.4 Barreras

En el año 2015, se hizo un análisis sectorial de las barreras prioritarias que existen para la implementación de los proyectos por tecnologías (BID - UPME, 2015) y que se resumen a continuación:

Primera barrera prioritaria: licenciamiento y consulta previa. Esta barrera se ha identificado especialmente para la región de La Guajira. Las consultas previas y la negociación con las comunidades presentes en las áreas a intervenir, son procesos que otorgan consentimiento de la comunidad para la realización de las obras correspondientes y la operación productiva del proyecto. Debido a las diferencias culturales y de idiosincrasia, estos procesos han sido señalados por algunos desarrolladores como una barrera importante, y por eso se ha motivado a que algunos de ellos, desde un comienzo, hagan contactos con las comunidades.

Durante el 2015, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó los pliegos definitivos de los términos de referencia para licenciamiento ambiental, enfocado hacia proyectos en energía eólica, lo cual mitiga las barreras durante la solicitud de la licencia ambiental. En este documento se presentan los lineamientos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (en adelante EIA) para proyectos de uso de fuentes de energía eólica costa adentro, que requieran de licencia ambiental, de acuerdo con el Decreto 1076 de 2015. Estos términos son de carácter genérico y se deben adaptar a la magnitud y a las particularidades del proyecto, así como a las características ambientales regionales y locales en donde se pretende desarrollar.

Segunda barrera prioritaria: requerimientos técnicos. La ausencia de un reglamento técnico y operativo que guíe y dé certeza a los agentes desarrolladores de proyectos eólicos sobre los requerimientos específicos que se deben cumplir desde su diseño mismo para poder ser interconectados al SIN, representa una barrera que puede ser abordada por las autoridades competentes del Estado.

---

#### ACTUALIZACIÓN A FEBRERO DE 2018:

La resolución MADS 1312 de 2016 se emitió, “por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental requerido para el trámite de la licencia ambiental de energía eólica continental.”

---

En el país se cuenta con una normativa clara de código de redes, que hace referencia tanto a plantas hidráulicas como térmicas, pero no se cuenta con una normativa técnica, operativa y de calidad para la conexión de la generación eléctrica eólica al SIN.

Tercera barrera prioritaria: infraestructura. Otra barrera identificada para la ejecución de los proyectos es la interconexión al SIN de los proyectos. La UPME ha planteado (BID - UPME, 2015) la necesidad de implementar las obras de interconexión complementarias en La Guajira, para dar viabilidad técnica a los proyectos eólicos que se han presentado hasta el momento, de tal forma que exista una interconexión factible para los 3.100 MW eólicos mencionados anteriormente y que estos le puedan brindar más estabilidad a los circuitos de la costa norte del país.

A esto se pueden sumar la precaria calidad de vías de acceso y las condiciones adversas, en términos de la infraestructura adecuada para el transporte y la manipulación de equipos como aspas y grandes componentes que deben ser conducidos, por vía terrestre desde puertos como los de Puerto Bolívar o Santa Marta.

Adicionalmente a estas barreras prioritarias se identifican dos barreras regulatorias indirectas, expuestas a continuación.

Primera barrera regulatoria indirecta: mercados intradiarios. Debido a la variabilidad del recurso renovable, especialmente el solar y el eólico, sería necesario pensar en una variación en el Código de Redes que forma parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional de la CREG, ya que uno de los principales propósitos de la estrategia para el desarrollo de las FNCER en el SIN consiste en procurar condiciones propicias para la participación de la energía proveniente de estas fuentes en el mercado mayorista de energía y su consideración como recursos de carácter más aprovechable que despachable, especialmente en el caso de fuentes variables como la eólica y la solar. Debido a lo anterior, se ve como barrera que no existe un mecanismo de mercado que permitiera la adaptación del proceso de despacho central y de ajuste diario del mercado para dar cabida a un despacho y a un mercado intrahorario, permitiendo así manejar las flexibilidades requeridas por estos recursos renovables. El objeto de dicho mecanismo sería atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Definitivo de despacho. Este mercado intrahorario permitiría, a

---

## **ACTUALIZACIÓN A FEBRERO DEL 2018:**

A finales de 2016, la UPME anunció la apertura de una convocatoria para la interconexión del primer grupo de proyectos de generación eólica del país al SIN en el departamento de La Guajira, permitirán conectar al menos 1.250 MW.

---

través de ofertas horarias de energía, una visión más real de disponibilidad del recurso, evitando incurrir en fuertes desviaciones con repercusiones comerciales, y permitiendo un adecuado control del despacho del sistema.

La introducción de dicho mercado alternativo representa cambios importantes que se deben analizar en detalle y estudiar, especialmente por parte del operador y del regulador del mercado (XM y CREG), a partir de lineamientos y señales impartidas por el MME.

Segunda barrera regulatoria indirecta: generación distribuida. Una barrera que se ha buscado desmontar, a través de la implementación de la Ley 1715 de 2014, ha sido promover la generación de energía distribuida, a través de su artículo 8, dónde se le brinda la posibilidad a los autogeneradores para entregar excedentes a la red, usando la medición bidireccional para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración. Hasta el momento, la reglamentación de la Ley 1715 de 2014 ha estado más enfocada en generación a gran escala: a través del Decreto 2469 de 2 de diciembre de 2014, se establecen los lineamientos para la entrega de excedentes de energía por parte de autogeneradores a gran escala, y luego a través de la Resolución CREG 024 de marzo de 2015 se proporcionan los lineamientos para regular la autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional. De la misma manera, a través de la resolución 281 de junio de 2015, la UPME establece que el límite máximo de potencia para la generación a pequeña escala es de 1 MW.

Estas reglamentaciones responden solo en parte a la necesidad de tener un reglamento claro en cuanto a generación distribuida, es decir, una política que contemple el establecimiento de tarifas que reconozcan los beneficios producidos a la red en términos de disminución de pérdidas, aumento en la vida útil de los activos de transmisión y distribución y soporte de energía reactiva. La implementación y la masificación de pequeños sistemas de autogeneración distribuida pueden lograr impactos positivos, como lo son permitir a los usuarios generar su propia energía, reduciendo así el riesgo a estar sometidos a cierta volatilidad y usuales incrementos en los costos de electricidad. Según la UPME esta política está pendiente de ser formulada, según los planes de reglamentación de la Ley 1715 de 2014, y se comenzaría a trabajar en ella una vez esté reglamentada

---

#### ACTUALIZACIÓN:

La CREG expidió en agosto de 2017 la Resolución 121 en la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional.

---

---

#### ACTUALIZACIÓN:

SER Colombia, realizó estudios de complementariedad de generación de la matriz energética (Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana), donde se evidencia la viabilidad del sistema con los recursos disponibles en la Guajira, la Costa Atlántica y en los Santanderes de eólico y a lo largo del territorio nacional en solar. El estudio se hizo con EY y puede ser consultado en la página: <http://www.ser-colombia.org/index.php/energias-renovables/estudio>.

---

completamente la parte de los incentivos tributarios y la venta excedentes para generadores a pequeña escala.

Adicionalmente, cabe mencionar que a pesar de que muchos proyectos son rentables incluso sin la entrada en vigencia de los incentivos tributarios de Ley 1715 de 2014, todos los desarrolladores han preferido esperar a que sus proyectos tengan mejor rentabilidad cuando entren en vigencia estos incentivos.

El documento “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (BID - UPME, 2015), además plantea que para la superación de estas barreras es necesario crear de parte del estado el Plan Integral de Aprovechamiento Eólico en La Guajira, en donde se canalicen esfuerzos entre los desarrolladores de proyectos, la administración local y el Estado, para lograr el adecuado ordenamiento territorial para el aprovechamiento del recurso, involucramiento proactivo de la comunidad, buena organización de consultas previas y desarrollo de estudios ambientales para el otorgamiento de licencias, sumado a un buen planeamiento en la construcción de vías de acceso, líneas de interconexión y otra infraestructura. Este plan traería además cobeneficios enfocados en la generación de empleo, el desarrollo sostenible de la región, la organización de consultas previas y programas de capacitación, y formación de capital humano.

Una manera eficiente de usar el potencial de las fuentes renovables es que en la planeación energética se tenga en cuenta la complementariedad entre los diferentes recursos renovables. Lo anterior con la finalidad de que la matriz energética tenga un potencial de generación con poca alteración debida a la variabilidad de la disponibilidad del recurso según la temporada del año.

Para el caso colombiano, se han hecho algunas aproximaciones para estudiar este fenómeno y se ha concluido que existe una complementariedad entre la generación hidráulica y la generación eólica. Sin embargo, sería necesario que se examinara un poco más de cerca estas relaciones de complementariedad, con las otras fuentes de parte de las autoridades del sector eléctrico, para valorar la posibilidad de incluir estos insumos técnicos en la planeación de las subastas de generación del sector eléctrico.

---

#### ACTUALIZACIÓN:

Es de resaltar que el pasado 26 de enero de 2018 el Ministerio de Minas y Energía publicó para consulta un proyecto de Decreto, por medio del cual se busca establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Con la entrada en vigor de este Decreto se estaría dando un impulso adicional a la implementación de este tipo de energías en el país, logrando a su vez una mayor diversificación de la matriz energética nacional reduciendo la resiliencia de la misma

---

## 1.3.2 SUBSECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO AL SIN<sup>14</sup>

### 1.3.2.1 Contexto del sector

Según el documento “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (BID - UPME, 2015), en la actualidad, la energía solar representa la segunda fuente avanzada de energía renovable de mayor penetración en el mundo, después de la eólica, con una producción que equivale a entre 0,85 % y 1 % de la demanda mundial de electricidad, lograda a través de una capacidad instalada de 139 GW a 2013. En el año 2013 ésta tecnología superó por primera vez en términos de crecimiento a la energía eólica con un incremento en la capacidad instalada de 39 GW (frente a 35 GW de eólica), presentando a la vez un crecimiento promedio del 55 % anual para los últimos 5 años. Países como Alemania, China e Italia lideran los mercados de la energía solar contando con capacidades instaladas del orden de 36, 19 y 18 GW, respectivamente.

### 1.3.2.2 Capacidad instalada y potenciales proyectos

Desde 2014 en el país se han venido implementando diferentes proyectos en el SIN de pequeña escala (< 1 MW), especialmente en el sector comercial, hotelero, en algunas universidades y colegios y en el sector residencial. El proyecto fotovoltaico de 0,5 MW de capacidad que está instalado en las cubiertas de un centro comercial en la ciudad de Barranquilla se constituye en el proyecto más grande instalado en el país hasta el momento de la redacción del presente informe.

Las características principales de este tipo de iniciativas es que han sido concebidos como proyectos para autoconsumo y no para venta de energía, es decir, proyectos que por lo general no entregan excedentes porque la mayor parte de la energía producida es inmediatamente consumida. Con las condiciones actuales que el mercado ofrece estos proyectos ayudan a reducir la factura de consumo de los establecimientos que los implementan mas no están

---

<sup>14</sup> Es importante aclarar que para este estudio, solo se tiene en cuenta el desarrollo de la energía fotovoltaica pues según la consulta hecha en el mercado, la energía solar térmica, a pesar de tener presencia en el país desde hace décadas, ha sufrido un periodo de estancamiento prolongado que la mantiene en un desarrollo muy bajo a escala nacional. Según lo que se prevé, si los precios de los energéticos siguen aumentando en el país y especialmente en la costa norte, en el sector hotelero, la energía solar térmica se podría constituir en una alternativa viable para el suministro de agua caliente sanitaria.

necesariamente conectados a la red lo cual significa que no aportan estabilidad a la red eléctrica local.

Según las consultas hechas con algunos desarrolladores de proyectos, este panorama podría cambiar en el 2016 ya que existe un potencial de implementación en menos de dos años de hasta 20 MW en diferentes proyectos en el SIN, con capacidad mayor a 1 MW, dedicados especialmente para generación de energía con lo cual estos proyectos comenzarían a aportar directamente energía a la red de manera distribuida. Las cifras de la capacidad instalada son susceptibles de cambiar especialmente por la entrada en vigencia de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

Según el Plan de Expansión de Referencia 2014-2028, bajo los escenarios 10 y 11 se podrían llegar a instalar en el país en los próximos 15 años una capacidad cercana a 239 MW en energía solar fotovoltaica distribuida a través de sistemas medianos y pequeños. Algunos expertos internacionales consultados aseguran que estos escenarios tienen una tendencia conservadora dada la irradiación promedio del país de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día según el Atlas de Radiación Solar de Colombia (2005), superior al promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/día, por lo cual la capacidad instalada en 15 años debería ser de por lo menos tres veces más que lo planteado en el escenario 10 y 11. Esta tendencia se podría confirmar en las actualizaciones anuales del Plan de expansión de referencia, basados en los proyectos que se vayan registrando en la UPME, al igual que los proyectos eólicos.

A pesar de que se prevé que el desarrollo en proyectos fotovoltaicos se llevará a cabo en todo el país, los proyectos de generación distribuida deberían estar donde el recurso es mayor, según el atlas de radiación solar, en el centro de la región Caribe, especialmente en La Guajira, norte de Cesar, en sectores del valle del alto Magdalena y norte de la Orinoquia.

Según datos de la UPME y el estudio de CORPOEMA (2010) se estima que en Colombia existen cerca de 9 MW instalados de energía fotovoltaica, correspondientes a sistemas privados, aplicaciones profesionales y soluciones para ZNI que sumarían cerca de 600 kW del total.

Actualmente, a través del nuevo Sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER de la UPME<sup>15</sup>, se está realizando la gestión necesaria para inventariar este tipo

---

### ACTUALIZACIÓN:

Plan de Expansión de Referencia 2016-2030. Link: [http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan\\_GT\\_2016-2030\\_Preliminar\\_21-11-2016.pdf](http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf)

---

<sup>15</sup> <http://www.upme.gov.co:81/sgic/?q=listado-de-proyectos>

de proyectos, mediante su registro voluntario por parte de los desarrolladores, instaladores y usuarios interesados en compartir tal información públicamente.

### 1.3.2.3 Madurez para el MSM

La tecnología Fotovoltaica está en constante evolución, lo que hace cada vez más factible su implementación en el mundo. A escala nacional, existen varios desarrolladores con experiencia de algunos años en pequeños proyectos, por lo tanto sí existe un grado de desarrollo en capacidades para su instalación en el futuro, teniendo en cuenta que a la hora de la ejecución de proyectos mayores a los ejecutados hasta el momento, sería necesario reforzar estas capacidades. También, debido al tamaño de los proyectos, los inversionistas por lo general no son necesariamente empresas generadoras de energía sino empresas del sector comercial que están incursionando recientemente, en el negocio de la instalación de sistemas energéticos.

### 1.3.2.4 Barreras

En el mismo documento de integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, publicado por la UPME en el 2015 (BID - UPME, 2015), se hace un análisis sobre los proyectos solares que se resume a continuación.

Primera barrera prioritaria: venta de excedentes. Hasta que la Ley 1715 de 2014 no esté completa, no existe posibilidad de vender los excedentes producidos por los sistemas fotovoltaicos a la red, circunstancia que esto limitará los tamaños de los sistemas para hacerlos como se han venido haciendo siempre hasta el momento, para no generar excedentes.

Segunda barrera prioritaria: política energética. La ausencia de una política energética que cobije la promoción y el desarrollo de la generación distribuida como tal, especialmente a pequeña escala y con FNCER como la solar FV. Según se comentó anteriormente, la Ley 1715 de 2014 promueve la generación de energía distribuida, a través de su artículo 8. De esta forma, dicha ley se constituye en un instrumento legal flexible, ya que aplica buenas prácticas, no restrictivas a la hora de definir las reglas y los actores que pueden acceder al esquema de generación distribuida, si se comparan con algunas normativas internacionales. Es decir: no restringe la elegibilidad del usuario del servicio de energía que accede al esquema.

En cuanto a elegibilidad de la tecnología, abre la posibilidad para que las tecnologías renovables más representativas en el mundo como la biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, eólica, geotérmica, solar y energía marina puedan ser elegibles dentro del esquema. No existe una mención específica en cuanto a las empresas de energía obligadas a reconocer los créditos de venta de energía, y tampoco existen límites globales para la capacidad instalada máxima que puede implementarse bajo el esquema de generación distribuida. No impone límites al tamaño del sistema que puede ser elegible ni impone restricciones en los tiempos de traslado de los saldos de los créditos por venta de energía.

Por lo tanto, es importante anotar que aunque la Ley 1715 de 2014 da cabida a adoptar las mejores prácticas internacionales, en la mayoría de los casos los detalles de diseño no han sido incluidos en la Ley, con lo cual los lineamientos de política expedidos por el MME y la reglamentación de la CREG juegan un papel fundamental en la determinación de qué tan efectivo podrá llegar a ser el esquema, una vez reglamentado e implementado.

Tercera barrera prioritaria: requerimientos técnicos. La ausencia de requerimientos técnicos debidamente definidos e incluidos en la regulación, tanto para la selección o aceptación de componentes y equipos en materia de seguridad y calidad, como en lo que se refiere a los requisitos a ser cumplidos para conectar estos sistemas al SIN.

Al igual que en el sector eólico para el año 2016, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en conjunto con ANLA, planea desarrollar los pliegos de los términos de referencia para licenciamiento ambiental de proyectos en energía solar.

---

#### ACTUALIZACIÓN:

Los términos de referencia fueron expedidos en agosto del 2017 con la Resolución No. 1670.

---

### 1.3.3 SUBSECTOR PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH) CONECTADO AL SIN

#### 1.3.3.1 Contexto del sector

Desde principios de la década de 1990, las primeras potencias productoras de energía hidroeléctrica eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene 60 % de su electricidad de centrales hidráulicas. En todo el mundo, este tipo de energía representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de electricidad más importante

son Noruega (99 %), Zaire (97 %) y Brasil (96 %). Muchas hidroeléctricas se destacan por sus grandes capacidades instaladas. La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo: la represa posee una potencia de generación electrohidráulica instalada de 14 000 MW, con 20 turbinas generadoras de 700 MW.

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En muchas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con buenos resultados (Quintero, 2010). En términos de pequeñas centrales hidroeléctricas, se puede distinguir entre picocentrales (entre 0,5 y 5 kW), microcentrales (entre 5 y 50 kW), minicentrales (entre 50 y 500 kW) y pequeñas centrales entre 500 y 20.000 kW.

### 1.3.3.2 Capacidad instalada y posibles proyectos

Colombia ha sido clasificada, como el cuarto país en el mundo con capacidad hidráulica. Según las estadísticas, Colombia tiene un caudal en los principales ríos de 52.075 m<sup>3</sup> /seg y un área total de 1.141.748 km<sup>2</sup>. En cuanto a hidroelectricidad en proyectos grandes, según el inventario de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, se cuenta un potencial de 93.085 MW con unos inventarios de 308 proyectos mayores de 100 MW. De esta potencialidad se han convertido 7.700 MW a capacidad instalada. Según el Plan Energético Nacional - PEN-, en pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se ha estimado un potencial total de 25.000 MW instalables, de los cuales según inventario del Programa Nacional de Energías No Convencionales y de estudios adelantados por la Universidad Nacional de Colombia, se han construido 197 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con una capacidad instalada aproximada de 168,2 MW. A pesar de contar con este gran potencia, en proyectos grandes se ha explotado un 8,27 % y en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas el 0,67 %. En el año 2007 el IDEAM, en convenio con la UPME, desarrolló una investigación en la cual el potencial se estima del orden de 8.000 MW (Quintero, 2010).

Según la información del Primer Atlas Hidroenergético del país, publicado en octubre de 2015, se revela un potencial de casi 56 GW en proyectos hidráulicos, de los cuales 4,9 GW corresponden a pico, micro, mini y pequeñas centrales.

### 1.3.3 Madurez para el MSM

En el mundo se han instalado aproximadamente 25,5 GW en plantas hidroeléctricas a pequeña escala. Es posible afirmar que los países que han alcanzado una participación significativa en los balances energéticos, cuentan con legislaciones e incentivos que favorecen el desarrollo de este tipo de sistemas. En el caso de China, se han construido más de 89.000 microcentrales con una capacidad total de 6,3 GW y capacidad promedio de 70 kW (Quintero, 2010).

En Colombia, las PCH comenzaron a implantarse a finales de 1889, con la puesta en marcha de plantas en Bogotá, Bucaramanga y Cúcuta. En 1898 se construyó una PCH en Santa Marta, aunque se tienen referencias de que antes se habían construido PCH en fincas particulares. En 1930 existían en Colombia plantas hidroeléctricas que funcionaban a filo de agua, que suministraban un potencial de 45 MW. Entre los años 1940 y 1960 se instalaron gran cantidad de PCH, para electrificar las pequeñas y medianas poblaciones; entre los años 1960 al 1980 no hubo construcciones de PCH. Por el contrario, por falta de mantenimiento o interconexión muchas quedaron fuera de servicio.

Según el estudio realizado por el grupo de investigación TECNOAMBIENTAL en conjunto con INEA, IDEAM y UPME para definir el Plan Nacional de Desarrollo de Fuentes No Convencionales de Energía FNCE 2010–2020 (Quintero, 2010), existían 15 proyectos de PCH presentados como MDL, con capacidad de reducción de GEI de 580.184 t CO<sub>2</sub>/año.

Seis proyectos en el sector de la energía en Colombia se encontraban registrados ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) a partir del año 2006, con un potencial anual de reducción de emisiones GEI de 166.828 t CO<sub>2</sub>/año. Al sector hidroeléctrico se habían sumado 33 proyectos con un potencial de reducción de emisiones GEI de 1.413.464 t CO<sub>2</sub>/año.

Con la experiencia recolectada en este tipo de tecnologías, el número de proyectos que se desarrollan cada año y la abundancia de recurso hídrico en el país, es justo mencionar que es una tecnología desarrollada a escala nacional.

Según el último reporte anual de XM, a finales de 2014 habían instalados 584 MW en pequeñas centrales hidráulicas en el país de menos de 20 MW.

### 1.3.3.4 Barreras

La barrera para este tipo de proyectos manifestada desde el punto de vista de los desarrolladores de proyectos es la posibilidad de que el cargo por confiabilidad no se le otorgue más a todos los proyectos de pequeñas centrales no despachadas centralmente. La preocupación surgió a partir de la publicación de la resolución 037 de 2015 de la CREG: “Por la cual se modifican las reglas para la participación de las plantas no despachadas centralmente en el cargo por confiabilidad”, lo cual dificultaría el cierre financiero de estos y afectaría de la misma manera la operación de las plantas actuales.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció el cargo por confiabilidad en Colombia en 2006, el cual se define como un mecanismo de mercado, cuyo fin es garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean, como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo tiene entre sus componentes esenciales la existencia de obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores, respaldado por plantas de generación capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que se garantice el suministro de energía, en el largo plazo, a precios eficientes y, en contraprestación, los generadores reciban un ingreso adicional, derivado del cargo por confiabilidad. Este cargo consiste en un pago a los generadores en proporción a la capacidad firme que pueden ofrecer al sistema (Resolución 071 de 2006).

Si las plantas menores de los grandes generadores se incluyen dentro del despacho centralizado, estas se quedarían sin los recursos que reciben del cargo por confiabilidad, que es un monto fijo que pagan todos los usuarios del país en sus facturas, para tener acceso al servicio en cualquier momento, y con el que se financia la mayoría de los proyectos de expansión del sistema de generación de energía del país.

En una menor medida también existe una preocupación en cuanto al licenciamiento ambiental de proyectos de FNCER, a cargo de las Corporaciones Autónomas Regionales. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a través del Decreto 1076 de 2015, estableció una nueva reglamentación para el licenciamiento ambiental de proyectos energéticos. Bajo la nueva reglamentación solo los proyectos entre 10 MW y 100 MW de capacidad instalada deberán obtener una licencia ambiental de la Corporación Autónoma Regional, lo cual hace

que muchos proyectos menores no cumplan este requisito, y solo sean obligados a tramitar un permiso ambiental.

Esto en principio favorecería el proceso de licenciamiento para renovables, que en la mayoría de los casos no superarían una capacidad instalada de más de 10 MW, sin embargo se ha mencionado que los procedimientos para los licenciamientos y permisos ambientales difieren mucho entre Corporaciones Autónomas Regionales, haciendo que los esfuerzos para obtener estos permisos varíen mucho, dependiendo de la ubicación geográfica del proyecto.

En el mismo sentido, los desarrolladores han mencionado que es posible que en algunos casos, debido al desconocimiento de los impactos ambientales por parte de la Corporación Autónoma Regional, los nuevos proyectos puedan despertar algún tipo de oposición de los habitantes locales. Estos procesos deberían solventarse, a través del mecanismo de consulta previa, en caso de evidenciar la existencia de comunidades étnicas, según lo ratificado en la Ley 21 de 1991<sup>16</sup>.

Con los anteriores argumentos, se recomienda que el órgano rector nacional de las corporaciones, que es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, acompañe los primeros procesos de licenciamiento de proyectos, y que estos se hagan acorde con los parámetros exigidos por la reglamentación vigente y que de la misma manera apoye la posibilidad de parametrizar el procedimiento, dependiendo de la tecnología.

### **1.3.4 SUBSECTOR CENTRALES GEOTÉRMICAS CONECTADO AL SIN**

#### **1.3.4.1 Contexto del sector**

Según el documento “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (BID - UPME, 2015), la energía geotérmica cuenta con una capacidad instalada del orden de 11,7 GW a escala mundial al 2013. Estados Unidos, Filipinas e Indonesia son los países con mayores capacidades instaladas, con 3,4, 1,9 y 1,3 GW, respectivamente. Países latinoamericanos como México, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua también han desarrollado la explotación de este recurso, contando México con 980 MW, Costa Rica y El Salvador con poco más

---

<sup>16</sup> La Ley 21 de 1991 ratifica el Convenio OIT 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes.

de 200 MW cada uno y Nicaragua con 155 MW. Entre los países con mayor participación de la geotermia entre sus fuentes de generación eléctrica se encuentran Islandia (30 %), Filipinas (27 %), El Salvador (25 %), Costa Rica y Nueva Zelanda (con aproximadamente 14 % en cada caso) (BID - UPME, 2015).

También de acuerdo con “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (BID - UPME, 2015), si bien Colombia no es uno de los países con mayor potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico, sí cuenta con zonas específicas como la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador, zonas en las que el recurso se puede aprovechar para generar decenas de MW, a muy bajos costos de producción y operación. El potencial para desarrollo de generación eléctrica a partir del recurso geotérmico en Colombia, se estima por ahora en el orden de 1 a 2 GW. Desde finales de la década de 1970, se vienen adelantando en Colombia estudios para identificar las zonas de alto potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos, y hoy en día dos de las grandes empresas generadoras nacionales tienen firmes proyectos en etapas de licenciamiento ambiental para la exploración y explotación del recurso. Sin embargo, el principal reto para el desarrollo de este tipo de proyectos yace en el riesgo y los costos asociados a las etapas de exploración y a la necesidad de establecer un marco regulatorio adecuado para administrar este recurso que hasta el momento no ha sido explotado en Colombia (BID - UPME, 2015).

### 1.3.4.2 Capacidad instalada y posibles proyectos

Actualmente no se cuenta con proyectos en estas tecnologías en el país, sin embargo, la empresa de ISAGEN cuenta con un portafolio de dos proyectos geotérmicos, uno de 50 MW y otro de 130 MW.

Para el primer proyecto se tramitaba la licencia ambiental en la Corporación Autónoma Regional de Caldas. Es un proyecto que tendría un costo aproximado de USD\$ 300 millones, dependiendo del recurso que finalmente sea encontrado una vez se haga inicialmente la perforación que tendría un costo aproximado de USD\$ 40 millones. Los diseños están actualmente planeados para una planta de 50 MW. Se espera que la puesta en marcha sea entre mediados de 2019 y comienzos del 2020.

El proyecto de 130 MW se encuentra en una fase exploratoria y según los planes de la empresa se podría poner en funcionamiento hacia el 2023.

En los escenarios 10 y 11 del Plan de expansión de referencia 2015-2029, solo se contempla la expansión de este tipo de tecnologías hasta 50 MW.

### 1.3.4.3 Madurez para el MSM

A pesar de que Colombia cuenta con una posición geográfica privilegiada y un marco geológico favorable, dado que se encuentra ubicado en el Cinturón de Fuego del Pacífico, y que existe una experiencia internacional, e incluso regional, en Centroamérica en la implementación y desarrollo de proyectos geotérmicos, en el país no hay experiencia o capacidad probada para desarrollar tal tipo de proyectos.

El Servicio Geológico Colombiano (antes INGEOMINAS), consciente de la importancia de la geotermia, ha realizado grandes esfuerzos por inventariar y caracterizar el recurso resultando en el primer mapa del recurso geotérmico del país. De la misma manera ISAGEN, desde el 2008, inicia una serie de estudios técnicos, con el fin de promover y desarrollar esta tecnología. Los estudios adelantados por ISAGEN comprenden desde el estudio del potencial de generación geotérmica en Colombia, pasando por investigaciones en el modelamiento del sistema hidrotermal magmático, en áreas con potencial geotérmico hasta la pre factibilidad de implementación de proyectos y el estudio de las inversiones catalizadoras para energía geotérmica Colombia. La mayoría de estos estudios localizados en el Macizo Volcánico del Ruiz.

Si bien es cierto que no se cuenta actualmente con experiencia local en la materia, a través de los estudios mencionados ya se ha trabajado en la conformación de equipos interdisciplinarios de expertos con presencia en universidades, centros de investigación y las mismas empresas, que han dado los primeros pasos hacia la construcción de lo que serían los primeros proyectos en Colombia (Marzolf, 2013).

### 1.3.4.4 Barreras

Licenciamiento: a pesar de que el MADS trabajó en 2016 los términos de referencia para hacer el estudio ambiental

para proyectos geotérmicos, aún se percibe el proceso de licenciamiento como una dificultad, porque representa altos riesgos para el inversionista.

Riesgo: las fases de estudio y exploración del recurso geotérmico son de alto costo y baja posibilidad de éxito.

### 1.3.5 ENERGÍAS RENOVABLES EN ZNI

#### 1.3.5.1 Contexto del sector

A partir de los resultados parciales de los Planes de Energización Rural Sostenibles de la UPME en colaboración con USAID y los trabajos que ha venido desarrollando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para el tema de la energización rural baja en carbono (NAMA Zonas No Interconectadas), se han podido determinar las características generales de los proyectos que existen actualmente en energía eólica, solar y pequeñas centrales hidroeléctricas, para la tecnología geotérmica no se encontraron indicios de la existencia de proyectos y por los altos costos de estas últimas tecnologías, se considera difícil que este tipo de proyectos puedan existir.

La capacidad operativa del IPSE en las ZNI es de 215.568 kW, principalmente en plantas Diésel (IPSE). Las mayores capacidades corresponden a San Andrés (68.736 kW), Chocó (32.783 kW), Nariño (25.439 kW) y Amazonas (22.795), las cuales representan el 69,5 % de la capacidad operativa total.

#### 1.3.5.2 Energía eólica en ZNI

La tecnología eólica no ha tenido mucha relevancia en ZNI, con la excepción de San Andrés. La razón principal es la baja presencia del recurso en otras partes de ZNI, en Colombia.

Desde el año 2012, la empresa que brinda los servicios energéticos en San Andrés, SOPESA en conjunto con el IPSE, ha venido trabajando en la promoción de un proyecto eólico de cerca de 10 MW para la isla, pero por diversos factores, especialmente el proceso de consulta previa para el licenciamiento ambiental con la comunidad y la autoridad ambiental local, este proceso no ha tenido éxito hasta el momento. En la comunidad de Nazareth (La Guajira), se instalaron dos unidades eólicas de 100 kW, pero actualmente se encuentran fuera de servicio.

La tecnología eólica tiene un rezago de desarrollo en ZNI y no se ve como una tecnología factible, para ser implementada, a menos que sea con proyectos del nivel de Megavatios o donde el recurso eólico sea considerable.

### 1.3.5.3 Energía solar fotovoltaica en ZNI

Se estima que el total de instalaciones fotovoltaicas en ZNI es de cerca de 600 kW entre tres proyectos principalmente: Nazareth (La Guajira) con 320 kW, Titumate (Chocó) con 105 kW, e Isla fuerte (Bolívar) con 175 kW. Lo anterior según los estudios adelantados por el MADS (Formulación de una Propuesta para una Acción de Mitigación Nacionalmente Apropriada [NAMA] para las Zonas No Interconectadas de Colombia).

Durante el segundo semestre de 2015 se comenzó a evidenciar una tendencia en la que las instituciones públicas comenzaron a invertir en programas de energización rural, a partir de renovables. Los ejemplos específicos se centran en la gobernación del Amazonas y el IPSE que este año publicaron licitaciones para contratar los servicios de instalación de este tipo de sistemas en algunas de las comunidades que no tienen servicio o que lo suplen a partir de generación Diésel.

### 1.3.5.4 Pequeñas centrales hidroeléctricas

En ZNI están censados aproximadamente 4,3 MW en PCHs en Chocó, Vaupés y Antioquia. En cuanto a proyectos de electrificación para las zonas ZNI, el IPSE tiene en desarrollo diez proyectos de PCH (5 en Chocó, 2 en Putumayo, 1 en Vaupés, 1 en Amazonas y 1 en Magdalena) que sumarían 7,84 MW de capacidad instalada; la de mayor capacidad es la de Mitú, en el Vaupés, con 3 MW.

### 1.3.5.5 Barreras para la implementación de FNCER en ZNI

Según las bases del Plan nacional de desarrollo 2014 – 2018 “Todos Por Un Nuevo País”, las metas del gobierno en relación con el desarrollo de las Zonas No Interconectadas son:

- La capacidad instalada (MW), Total con Fuentes No Convencionales de Energía en ZNI, debe pasar de 2,8 MW a 20 MW.
- Los esquemas empresariales sostenibles en ZNI implementados deben pasar de 2 a 4.

- Los proyectos de generación híbrida con capacidad instalada superior a 1MW implementados deben pasar de 0 a 4.
- Para el 2018 debe haber formulados cuatro planes de Energización Rural Sostenibles (PERS).

Como se puede apreciar estas metas no apuntan necesariamente al tema de la cobertura del servicio, sino a la implementación de estrategias integrales y sostenibles de desarrollo que a su vez brinden desarrollo a las regiones a partir de la generación energética.

Actualmente, la situación enfrentada en tales zonas del país corresponde a la destinación de grandes recursos de dinero del Gobierno Nacional, para el pago de subsidios dedicados tanto a la provisión de soluciones energéticas como a la prestación del servicio de energía que incluye la operación y el mantenimiento. Dichos costos conciernen principalmente al consumo de combustible diésel, en cuyo caso el costo nivelado de energía puede estar más de dos y tres veces por encima de los costos manejados en el SIN.

A su vez, las plantas de producción de energía a partir de dicho combustible representan niveles considerables de emisión de GEI, que podrían ser mitigados en un porcentaje importante con la integración de FNCER, para el uso de sistemas de generación híbridos.

Si bien las FNCER ya tienen alguna participación en estas áreas, se requiere realizar grandes esfuerzos para lograr allí el despliegue sostenible de tecnologías ampliamente maduras y probadas como son el caso de la solar FV, la combustión moderna de biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos o la energía eólica a pequeña y mediana escala, dependiendo de los recursos disponibles en cada caso.

Según los documentos publicados por UPME, las siguientes son las barreras que se deben superar para lograr que las FNCER tengan una representatividad importante en el suministro de energía en ZNI, acorde con las metas del Plan Nacional de Desarrollo en la línea de los potenciales que se presentan y los beneficios y la reducción de costos que estas pueden ofrecer:

- Política de subsidios: en la actualidad, aun cuando los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI se asignan en función de los kWh consumidos, estos dependen principalmente de la cantidad de galones de combustible requeridos,

bajo un esquema en el que no se promueve la reducción del consumo ni la sustitución de este energético, ya que esto simplemente le representaría una reducción en sus ingresos a las empresas que prestan el servicio (señal perversa).

- Información de proyectos: no existe una base de información para conocer las experiencias que se han desarrollado, a través de los diferentes y múltiples proyectos de solución energética en las ZNI.
- Recurso humano: no se cuenta con el personal técnico calificado suficiente para apoyar y atender el alto número de locaciones en ZNI, donde se implementan soluciones energéticas, lo que redundaría en una falta de apropiación de las soluciones energéticas por parte de la comunidad. En términos generales, una estrategia integral no solo para el aprovechamiento de las FNCER, sino para el desarrollo de soluciones energéticas que acompañen el emprendimiento de proyectos productivos y de mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades que habitan estas zonas.
- Por otra parte, la heterogeneidad y la diversidad de posibilidades para el desarrollo de soluciones energéticas en las ZNI, no permiten establecer fácilmente una tipificación de casos o soluciones estándar, que puedan ser aplicadas para cubrir la totalidad de las áreas que comprenden este gran campo de acción, que cobija más de 650.000 usuarios no interconectados, de los cuales a 2014, apenas alrededor de 180.000 cuentan con el servicio de energía eléctrica.
- De misma forma se ven fallas en el desarrollo e implementación de planes integrales, con énfasis en la creación de nuevas áreas de servicio exclusivo y esquemas empresariales novedosos, involucramiento de grandes agentes, I+D+i, integración con planes de energización rural sostenibles, opciones de financiamiento y utilización de instrumentos como el nuevo esquema de remuneración propuesto por la CREG y la herramienta HOMER para análisis, diseño, evaluación y optimización técnico-económica de soluciones híbridas.

# 1.4

## Límites del MSM

Considerando todo lo anteriormente expuesto, se desarrolla el alcance del Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM). En primer lugar, se considera que los proyectos elegibles son únicamente de los sectores de eficiencia energética (especialmente co-generación) en industria colombiana o de generación con energías renovables. Dentro de estos sectores, deben ser proyectos en estado avanzado de planificación, preferiblemente con fecha de puesta en marcha entre los años 2016 y 2017.

Dentro de los requisitos financieros exigidos a los proyectos se encuentra obtener financiamiento a través de una línea de crédito de CAF y un monto mínimo de USD\$ 15 millones. Dado este último requerimiento se fijan potencias mínimas aproximadas por tecnología que equivalen a dicho monto. Estas aproximaciones se realizaron con inversión promedio por MW instalado, por lo que son aproximaciones preliminares.

Complementando lo anterior, se exige que los proyectos presenten beneficios colaterales en las localidades en que se instalarán.

Considerando el “Plan de acción de mitigación del sector energético (PAS): Energía Eléctrica”, se observa que la implementación de este mecanismo fomenta la modificación de la regulación, para que los autogeneradores y la co-generación terciaria puedan vender excedentes de energía a la red, correspondiente a una de las políticas descritas en el informe como prioritarias para implementar (Ministerio de Minas). Junto con esto, el informe indica la importancia de implementar proyectos de sustitución de diésel por energías renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas y desarrollar proyectos de energías renovables no convencionales de gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, por lo que se concluye el mecanismo se encuentra en línea con el PAS de energía eléctrica.

A continuación se expone la reducción de emisión esperada por sector y los co-beneficios que se espera encontrar.

# 1.5

## Potencial de reducción de emisiones de cada sector

En la siguiente sección se presentan las mitigaciones esperadas por cada tecnología seleccionada. Este cálculo tiene como objetivo determinar el nivel de reducciones que es posible lograr en el periodo del mecanismo, considerando que este tiene una meta de 500.000 toneladas mitigadas para el 2021. Se espera determinar si es posible o no alcanzar dicha meta con la expansión prevista dentro de los próximos años.

En los cálculos realizados en esta sección, se considera que los nuevos proyectos de energía renovable conectados al SIN desplazan a la generación marginal, es decir, en la mayor parte del tiempo, la generación fósil. Con esta suposición, se considera que el factor de mitigación corresponde al factor del margen combinado del SIN, que es de 0,388 t CO<sub>2</sub>/MWh, de acuerdo con la Resolución 857 del 2015 (UPME, 2015). El margen combinado (EF CM) corresponde al promedio ponderado entre el margen de operación (EF OM) y de construcción (EF CM). El primero de estos es el factor de emisión que estima cómo se vería afectada la operación de las centrales actualmente conectadas a la red por el proyecto en evaluación. El segundo refleja las emisiones de futuras centrales cuya construcción y serían desplazadas por los proyectos evaluados (BID, 2016).

Para el desarrollo del cálculo de mitigaciones se tomaron, por un lado, los proyectos identificados para ser instalados en los próximos años, y a partir de la potencia declarada de estos y un factor de planta típico para cada tecnología, se calculó la energía que se espera producir anualmente, luego

de la puesta en marcha de la central. Con esta energía y un factor de mitigación obtenido a partir del factor de emisión del SIN o ZNI, según corresponda, se calcula la mitigación que se espera con dicha planta. Se debe recalcar que se asume el reemplazo a plantas marginales, reemplazando así sobre todo a combustibles fósiles, esta suposición no siempre es correcta y en caso de que no lo sea, la mitigación sería menor a la esperada.

Paralelamente a lo anterior, como marco de comparación, se calculó con el mismo procedimiento y las mismas suposiciones, la mitigación esperada en caso de que se cumpla el escenario 11 del plan de expansión generación-transmisión 2015-2029 (UPME, 2015), debido a que es el que va más acorde con la de una vía de expansión energética baja en carbono para el país y se puede considerar como la representación del potencial máximo de expansión de las FNCER en este periodo. Este cálculo otorga un marco de referencia para la estimación de la mitigación esperada.

En complemento a lo ya expuesto, se incluye el cálculo de mitigaciones para un proyecto tipo de cada tecnología. Este cuenta con un tamaño y factor de planta promedio dentro del sector.

Como contextualización se presenta una introducción a la situación actual de Colombia en los numerales 1.5.1 y 1.5.2. En estos se presenta el contexto económico del país, su perfil de emisiones y de consumo. A continuación en los numerales 1.5.3 a 1.5.10 se presentan las reducciones esperadas por subsector y en el numeral 1.5.11 un resumen del potencial de mitigación.

### **1.5.1 CONTEXTO PAÍS**

En la Tabla 1-2 se presentan los indicadores de población, producto interno bruto (PIB), PIB per cápita, porcentaje de la población que tiene acceso a instalaciones de saneamiento, nivel de pobreza y nivel de educación en Colombia, desde el año 2000 a 2013.

Colombia ha tenido un crecimiento en su población del 21 %, aproximadamente, desde el año 2000 al 2013, mientras que el PIB y el PIB per cápita han aumentado en torno al 73 % y 48 % entre los mismos años, respectivamente. Por su parte, el nivel de pobreza ha disminuido en más de un 60 % desde el año 2000 al 2012.

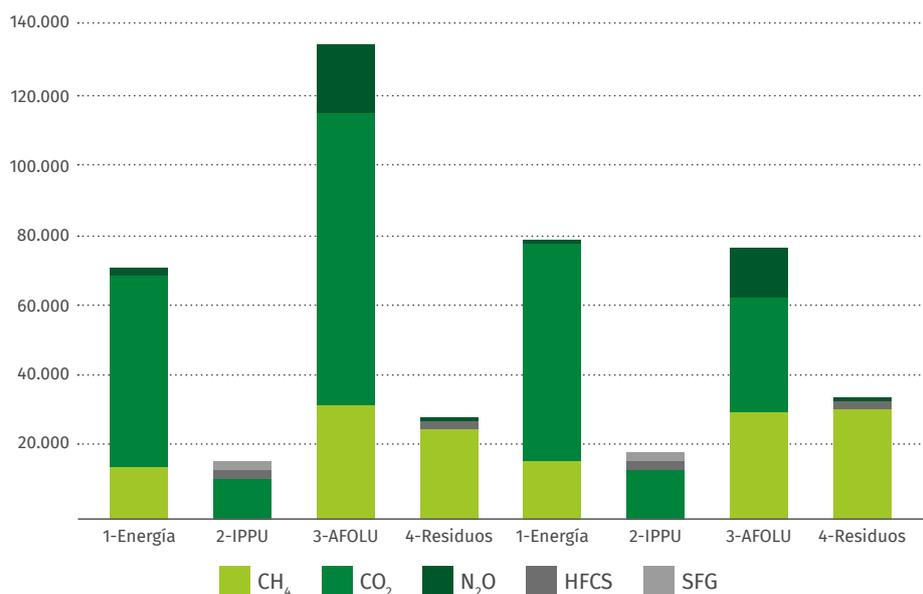
**TABLA 1-2. Indicadores para Colombia**

Indicador	2000	2004	2007	2010	2013
Población (n° de personas)	40.296.000	42.368.000	43.927.000	45.510.000	47.121.000
PIB (millones de USD de 2005)	122.701	139.982	167.179	182.956	212.914
PIB per cápita (USD de 2005)	3.045	3.304	3.806	4.020	4.519
Acceso a instalaciones mejoradas de saneamiento (% de la población)	74,6	76,6	78	79,3	80,2
Pobreza (% personas que viven con menos de 2 USD/día)	31,7	20,4	17,7	13,7	12
Educación primaria (% de niños inscritos del total en edad de asistir)	93,6	-	90,1	87,7	83,9
Educación secundaria (% de niños inscritos del total en edad de asistir)	-	57,6	70	74,1	73,7

**Fuente:** Banco Mundial, <http://datos.bancomundial.org/>;  
Banco de la República, <http://www.banrep.gov.co/es/pib>  
Corresponden a valores para el año 2012.  
Dato provisional.

Respecto del perfil de emisiones de gases de efecto invernadero, en la ilustración 1-2 se muestran los resultados publicados por el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) en el contexto del primer reporte bienal y la tercera comunicación nacional de cambio climático. En el año 2010, se estimó una producción total de GEI de 224 Mt de CO<sub>2</sub>, que representa el 0,46 % del total de emisiones del planeta para el 2010. La distribución sectorial es la siguiente:

## ILUSTRACIÓN 1-2. Emisiones de gases de efecto invernadero de Colombia



Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2015. Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia. Bogotá D.C., Colombia. Página 75.

A continuación se realiza una descripción de la estructura de producción y emisión de GEI relevantes para el MSM. Para esto se presenta el perfil de emisiones del sector de energía en Colombia. (Ver Tabla 1-3).

**TABLA 1-3. Perfil de emisiones del sector de energía en Colombia**

Categorías	Absorciones brutas de CO <sub>2</sub>	Emisiones Brutas de cada gas en t de CO <sub>2</sub> equivalente						Emisiones/ Absorciones Netas totales (T CO <sub>2</sub> eq)	Emisiones/ Absorciones Netas totales (T CO <sub>2</sub> eq), sin tierras forestales	Participación sobre el total (%)
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	HFCS	PFCs	SF <sub>6</sub>			
Actividad de quema de combustible	NA	66.842	764,6	797,9	NA	NA	NA	68.405	68.405	27
Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustible	NA	165,1	8.789	424	NA	NA	NA	9.379	9.379	4
Transporte y almacenamiento de CO <sub>2</sub>	NA	NO	NO	NO	NA	NA	NA	0	0	0
<b>Total Energía</b>	<b>0</b>	<b>67.007</b>	<b>9.553</b>	<b>1.222</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>77.784</b>	<b>77.784</b>	<b>32</b>

Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2015. Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia. Bogotá D.C., Colombia.

Durante 2012, el sector de energía emitió un total de 77.784 T CO<sub>2</sub>. Las principales emisiones se producen por la quema de combustibles, en especial, en el subsector de transporte (terrestre, fluvial y aéreo para viajes nacionales) que genera un 38 % de las emisiones de la categoría, la industria de la energía en tanto produce un 23 % de estas, es decir, 17.890 T CO<sub>2</sub>. Dentro de la industria de la energía se encuentra contemplado generación de energía, refinación de petróleo, manufactura de combustibles sólidos y centros de tratamiento de gas. En tercer lugar, se encuentra el aporte de las industrias manufactureras por el uso de combustibles en la producción de minerales no metálicos y de productos químicos con un 14 % de las emisiones.

### **1.5.2 TIPOS DE EMPRESAS INDUSTRIALES Y CONSUMO DE ENERGÉTICOS COMO INDICADORES DE FOCO DE DEMANDA DE MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO PARA REDUCCIÓN DE GEI**

Adicional a la información conocida acerca de la matriz energética nacional y las fuentes de emisión de GEI, para aproximarse a una idea complementaria acerca de la utilización de productos energéticos por diferentes sectores de actividad económica, se incluye también la matriz de usos de fuentes de energía, para el sector industrial colombiano.

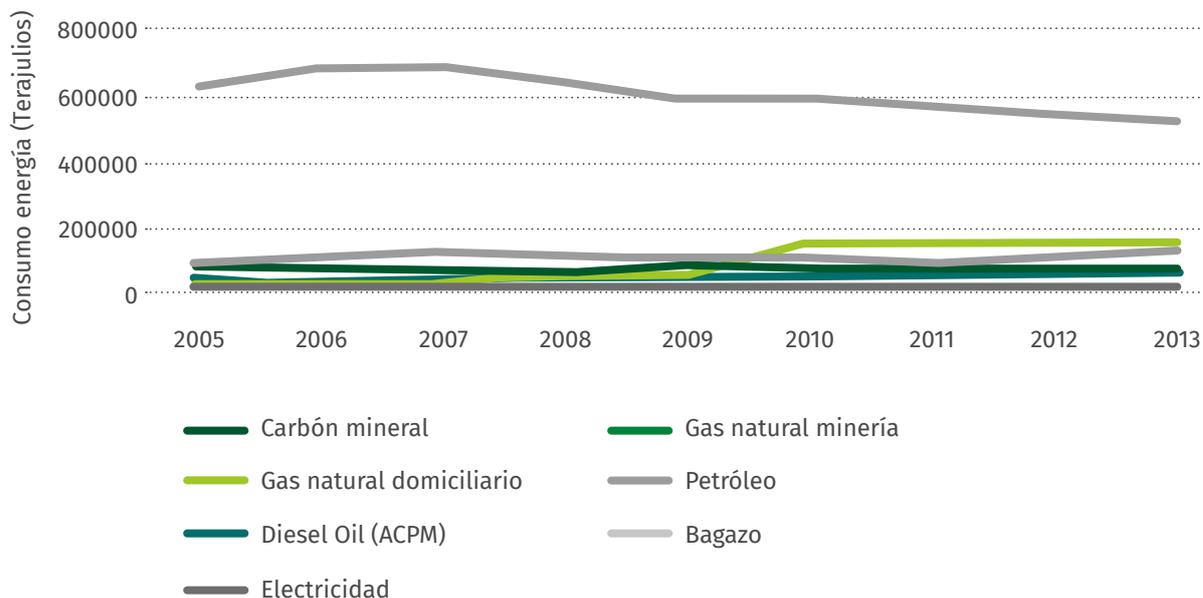
Esta información es útil, dado que permite tener un panorama adicional sobre el cuál sería el gran potencial de tipos de fuentes de energías susceptibles de ser remplazadas según su generación de GEI en toneladas de dióxido de carbono equivalentes/millones de pesos corrientes de producción, dentro del sector industrial colombiano.

#### **1.5.2.1 Utilización de los productos energéticos**

Siguiendo la clasificación internacional de actividades económicas, se presentan a continuación las cifras sobre utilización de los productos energéticos en unidades físicas y las emisiones estimadas de GEI generadas hacia al aire.

Como se mencionó, estas cifras son útiles dado que presentan un panorama adicional sobre cuál sería el gran potencial de tipos de fuentes de energías susceptibles de ser remplazadas, según su generación de GEI dentro del sector industrial colombiano, desagregando la sección sobre actividades industrias manufactureras (Ver Ilustración 1-3).

### ILUSTRACIÓN 1-3. Utilización de los productos energéticos en la industria manufacturera colombiana 2005–2013.



Fuente: Cálculos del autor a partir de (DANE, 2015)

Se puede notar que el consumo de energéticos en la industria manufacturera de Colombia presenta cuatro grandes patrones, a lo largo del periodo 2005–2013.

- I. El petróleo que representa en promedio alrededor del 58 % de todas las fuentes de energéticos en el periodo mencionado para la industria manufacturera, ha presentado una disminución paulatina en el consumo pasando de 110.735.021 barriles (639.536 Tera Julios) en el año 2005 a 90.358.940 barriles (521.857 Tera Julios) en el año 2013, lo cual represente una caída relativa del 2 % interanual.
- II. El consumo del gas natural domiciliario, a través del periodo ha tenido un incremento del 21 % en promedio.
- III. En todo el periodo, el consumo del carbón mineral ha representado el 7,6 % del consumo total por fuentes de energéticos.
- IV. Ninguna de las empresas del sector manufacturero colombiano consumió energía proveniente de fuentes limpias no convencionales como la energía eólica, solar o fotovoltaica o mareomotriz, entre otras.

Ahora para el propósito de esta sección, se indica a continuación el consumo intermedio de energéticos por ramas de actividad, para aproximarse más a los tipos de industrias dentro del sector manufacturero colombiano, donde se emplean más los combustibles o fuentes de energéticos mencionados, de tal forma que se tenga un panorama más real sobre dónde podrían enfocarse las opciones de financiamiento, según las industrias y condicionamientos de los diferentes fuentes financieras públicas y privadas (Ver Tabla 1-4 y Tabla 1-5).

Luego, esto es útil también para dar cuenta de dónde se debería enfocar el sector financiero privado y la oferta de las finanzas públicas para incentivar opciones de mitigación de las emisiones de cambio climático.

Para el caso del carbón como energético principal en el sector industrial colombiano, existe una concentración en la rama económica de la fabricación de aparatos y equipo eléctrico.

**TABLA 1-4. Consumo de petróleo por la industria de fabricación de aparatos y equipo eléctrico**

Año	Consumo de petróleo como energético (Barriles)	Participación en el total de consumo de petróleo
2005	108.366.099	97,86 %
2006	117.379.657	97,79 %
2007	118.739.813	97,68 %
2008	113.084.931	99,52 %
2009	104.604.579	99,54 %
2010	103.614.019	99,65 %
2011	98.280.737	99,62 %
2012	93.014.199	99,62 %
2013	90.004.948	99,61 %

Fuente: Cálculos del autor a partir de (DANE, 2015).

**TABLA 1-5. Consumo de carbón mineral por diferentes sectores económicos de la industria manufacturera (Toneladas)**

Año	Curtido y recurtido de cueros, fabricación de calzado		Fabricación de sustancias y productos químicos		Fabricación de productos elaborados de metal, excepto maquinaria y equipo	
	Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%
2005	172.714	4,5 %	224.529	5,8 %	310.886	8,0 %
2006	92.269	4,2 %	123.026	5,6 %	174.287	7,9 %
2007	69.783	3,2 %	119.627	5,5 %	169.472	7,8 %
2008	125.470	3,2 %	203.890	5,1 %	329.360	8,3 %
2009	66.195	2,3 %	88.260	3,1 %	154.456	5,4 %
2010	47.132	2,1 %	54.987	2,4 %	102.119	4,5 %
2011	71.018	1,9 %	82.854	2,2 %	165.708	4,4 %
2012	70.918	1,9 %	70.920	1,9 %	153.659	4,2 %
2013	64.289	2,2 %	53.574	1,8 %	139.292	4,8 %

Fuente: Cálculos del autor a partir de (DANE, 2015)

Las opciones de financiamiento para el caso colombiano en la industria manufacturera podrían concentrar más que todo su oferta de financiación para reducción de emisiones de GEI, con reemplazo de fuentes de energéticos, repotenciación o sustitución tecnológica, o ambas, entre otros mecanismos hacia los siguientes sectores económicos manufactureros:

- La fabricación de otros tipos de equipo de transporte que si bien después del año 2008 ha venido reduciendo su participación relativa en el consumo total de carbón mineral, sigue teniendo un peso porcentual alto.
- La fabricación de aparatos y equipos eléctricos utiliza cantidades enormes de carbón mineral, al igual que petróleo como energéticos para sus procesos productivos.
- Para las empresas que se dedican a la fabricación de muebles, colchones y somieres, amerita que se diseñen ofertas de financiamiento específicas, también para la mitigación de GEI generados con el uso del carbón mineral como energético dada su participación en el consumo, inferior al 10 %, pero igual de relevante.

Fabricación de aparatos y equipo eléctrico		Fabricación de maquinaria y equipo		Fabricación de otros tipos de equipo de transporte		Fabricación de muebles, colchones y somieres	
Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%
483.600	12,5 %	172.714	4,5 %	1.398.987	36,2 %	483.600	12,5 %
256.304	11,6 %	92.269	4,2 %	871.434	39,4 %	266.556	12,0 %
229.286	10,6 %	99.689	4,6 %	907.171	41,7 %	239.255	11,0 %
407.779	10,3 %	188.206	4,7 %	1.568.381	39,5 %	470.514	11,9 %
1.268.744	44,1 %	88.260	3,1 %	706.084	24,5 %	220.651	7,7 %
1.225.423	53,4 %	54.987	2,4 %	471.317	20,5 %	141.395	6,2 %
1.988.493	53,0 %	94.690	2,5 %	828.538	22,1 %	224.889	6,0 %
1.914.831	52,6 %	94.560	2,6 %	815.576	22,4 %	224.579	6,2 %
1.435.779	49,4 %	75.003	2,6 %	696.460	24,0 %	182.151	6,3 %

- En estos casos, se considera importante poder profundizar con análisis a niveles territoriales o geográficos, que permitan conocer más de cerca dónde se están demandando estas cantidades de energéticos, de tal manera que se pueda de esta forma dar cuenta de la oferta de financiación local o regional, tanto del sector público como privado.

### 1.5.3 SUBSECTOR BIOMASA INGENIOS AZUCAREROS

Los factores de emisión para los cogeneradores PROVIDENCIA, INCAUCA y PROENCA se establecieron en 0,286 kg de CO<sub>2</sub>/kWh, valor que debe ser utilizado para todos los cogeneradores de ingenios azucareros conectados al SIN (UPME, 2008). Por tanto, el factor de mitigación de esta tecnología estará dado por la resta del factor de emisión del SIN y de la tecnología en sí, es decir, 0,102 t CO<sub>2</sub>/MWh. Considerando que los proyectos de próxima ejecución tendrán en conjunto una potencia de 155 MW y un factor de planta promedio de 70 %, entonces se logra una generación anual de 950 GWe h/año. Con este nivel de energía y tomando en cuenta el factor de mitigación ya expuesto se obtiene una mitigación aproximada de 97.000 t CO<sub>2</sub>/año.

En el subsector de Ingenios Azucareros se espera que llegue a crecer en 80 MW adicionales a los 155 MW recién considerados, los cuales se encuentran identificados y próximos a ejecución. Considerando esta generación adicional, la energía generada anual podría llegar a alcanzar los 1,44 TWh /año, por lo que la mitigación sería de aproximadamente 147.000 t CO<sub>2</sub>/año.

Un proyecto promedio de esta tecnología tiene 40 MW de potencia instalada, considerando un factor de planta promedio de 70 % se obtiene una generación anual esperada de 242 GWh/año aproximadamente. Esto se traduce en una mitigación promedio de 25.000 t CO<sub>2</sub>/año.

#### **1.5.4 SUBSECTOR BIOMASA PALMA DE ACEITE**

Hasta el momento de la redacción se habían identificado 5 MW a ser instalados con esta tecnología entre los años 2016 y 2017. Considerando un factor de planta de 60 % esto se traduce en una generación de 26 GWh/año. Con esta cantidad de energía se logra una mitigación de 10.200 t CO<sub>2</sub>/año aproximadamente al suponer que las emisiones de esta tecnología son nulas. Para obtener un valor más real es necesario estimar las emisiones que se obtienen, a partir de este método de generación.

A largo plazo, se ha identificado una probable instalación de 133 MW. Considerando las mismas suposiciones que en el cálculo anterior, se obtiene que la generación anual será cercana a los 700 GWh/año. Este valor se traduce en una mitigación de 271.000 t CO<sub>2</sub> anuales.

Un proyecto promedio de esta tecnología tiene 1,5 MW de potencia instalada y se consideran dos tecnologías distintas a evaluar. La primera es co-generación con biomasa por biogás y motores a pistón en plantas extractoras de aceite de palma; la segunda, co-generación con biomasa y turbinas o motor a vapor en plantas extractoras de aceite de palma. Para calcular la generación esperada de la primera tecnología se considera un factor de planta de 60 %, con este valor obtenemos 7,8 GWh/año de generación. Esto se traduce en una reducción de 3.000 t CO<sub>2</sub>/año para cada tecnología.

#### **1.5.5 SUBSECTOR BIOMASA PECUARIO**

Aunque el factor de emisión para el metano, principal componente del biogás es alto, las potencias de los

proyectos de co-generación son bajas. En el caso de desarrollar un potencial identificado de 10 MW, se tendrían 69,1 GWh/año, que para un factor de emisión por sustitución de energía en red de 0,388 t CO<sub>2</sub>/MWh (UPME, 2015), se reduciría 26.811 t CO<sub>2</sub>/ año.

### 1.5.6 SUBSECTOR EÓLICO

Para el subsector eólico se identificó una central que se espera que entre en operación en el periodo de operación del mecanismo, con un tamaño esperado de 32 MW, lo que considerando un factor de planta del 30 % se traduce en una generación anual de 84.096 MWh. Por tanto, la mitigación esperada es de 32.629 t CO<sub>2</sub>/año, al aplicar la suposición de reemplazo al margen combinado.

A continuación se calcula el potencial de mitigación del subsector eólico, siguiendo las estimaciones del escenario 11 del plan de expansión de generación y transmisión 2015-2029 (UPME, 2015), y asumiendo que hacia 2021 se podría contar con los 3.100 MW instalados en energía eólica. Se contaría con una generación variable cíclica anual entre 500 GWh-mes y 1.200 GWh-mes. Asumiendo una generación promedio cercana a los 913 GWh-mes, se podría calcular con los factores de emisión actuales del SIN (0,388 t CO<sub>2</sub>/MWh), un potencial de mitigación cercano a 4.250.000 t CO<sub>2</sub>/año. Es necesario recordar que para estos cálculos se está suponiendo reemplazo al margen combinado, lo que podría no ser el caso al momento de operar y en esa situación el potencial de mitigación descende. Sin embargo, este es el método más utilizado y aceptado para el cálculo de reducción de emisiones.

Adicionalmente, se considera que una planta tipo para esta tecnología debería tener una potencia instalada de 100 MW y un factor de potencia de un 30 %. Con estos datos, su generación esperada es de 262.800 MWh/año y considerando el factor de mitigación ya descrito se logra una reducción de 102.000 t CO<sub>2</sub>/año aproximadamente para cada planta de estas características.

Además del potencial de reducción, es importante mencionar que, según las gráficas de generación y por la variabilidad cíclica anual de la generación hídrica contra la generación eólica es evidente la complementariedad entre las dos fuentes de generación, factor que aporta a la seguridad energética del país.

### 1.5.7 SUBSECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Para el subsector solar fotovoltaico no se habían identificado centrales generadoras que entren en operación en el periodo de operación del Mecanismo Sectorial de Mitigación (2017-2021) al momento de la redacción, por lo que la mitigación esperada de este subsector durante este periodo es nula.

Se identificó la instalación de 50 MW posteriores al 2021, esta instalación se traduce en una generación de 87,6GWh / año, al considerar un factor de planta de 20 %. Si se considera que la generación solar reemplaza a los combustibles fósiles y, por tanto, su factor de mitigación es igual al factor marginal de emisión del SIN (0,388 t/MWh) el potencial de reducción es de 34.000 t CO<sub>2</sub>/año aproximadamente.

Adicionalmente, se calcula la mitigación potencial del sector, de acuerdo con el escenario 11 del plan de expansión de generación y transmisión 2015-2029 (UPME, 2015), donde se plantea que para el 2024 se podría llegar a instalar 239 MW. Por esta razón, posterior a esta fecha se contaría con una generación eléctrica de baja variabilidad interanual de cerca de 18,9 GWh-mes. Con los factores de emisión actuales del SIN (0,388 t CO<sub>2</sub>/MWh), se calcula un potencial de mitigación cercano a las 85.000 t CO<sub>2</sub>/año.

Para el cálculo de la mitigación de una planta tipo en el sector fotovoltaico, se considera que esta tiene una potencia promedio de 5 MW y un factor de potencia de un 20 %. Con estas características se llega a una generación anual de 8.760 MWh, lo que se traduce en una mitigación de 3.400 t CO<sub>2</sub>/año, al considerar el factor de mitigación anterior.

### 1.5.8 SUBSECTOR PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

Para el subsector PCH, se espera que se instalen 20 MW en el periodo de operación del mecanismo. Considerando un factor de planta de 40 % esto se traduce en una producción de 70.080 MWh anuales, logrando una mitigación de 27.200 t CO<sub>2</sub>/año aproximadamente al considerar el factor de emisión del SIN.

En el plano futuro, se espera una instalación cercana a 20 MW instalados por año, por lo que al 2021 se podrían instalar un total de 100 MW, considerando un factor de planta usual para esta tecnología del 40 %, se podría llegar a una generación de 350 GWh. Esto implica una mitigación de 136.000 t CO<sub>2</sub>/año aproximadamente al término del mecanismo.

Se calcula la mitigación esperada por esta tecnología, de acuerdo con el plan de expansión asumiendo que toda la instalación del tipo “menores” corresponde a recurso hídrico. Con esta suposición, se presume una inserción de 1.504 MW de esta tecnología al 2029, con un factor de planta del 40 % y tomando el factor de emisión del SIN. Entonces la mitigación esperada para el año 2029 por PCHs es 2.044.000 t CO<sub>2</sub>/año, aproximadamente.

En esta tecnología, se considera que una planta promedio tiene una potencia instalada de 19,5 MW y un factor de planta del 40 %. Entonces, anualmente se espera que genere cerca de 68.300 MWh/año, producción que se traduce en una reducción de 26.500 t CO<sub>2</sub>/año.

### 1.5.9 SUBSECTOR GEOTÉRMICO

Según la capacidad asumida de 50 MW para ser instalada desde 2020 y con un alto factor de planta cercano al 90 %, representativo de este tipo de tecnologías, se logra una generación de 394 GWh/año, lo que se calcula una mitigación cercana a 153.000 t CO<sub>2</sub>/año. Esta planta se toma como modelo para comparación de proyectos tipo por tecnología.

Se supone que hasta el 2023 se instale una segunda planta de generación geotérmica de 130 MW, por lo que el potencial futuro de esta tecnología es de 180 MW. Considerando el factor de planta ya mencionado se alcanza una generación de 1,4 TWh/año, por lo que la mitigación puede llegar a alcanzar las 550.000 t CO<sub>2</sub>/año.

### 1.5.10 SUBSECTOR ENERGÍAS RENOVABLES EN ZNI

Para el cálculo de mitigaciones de las energías renovables en ZNI se utilizó un factor de mitigación de 0,77 t CO<sub>2</sub>/MWh. Este valor se obtuvo a partir de los trabajos que ha venido desarrollando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para la formulación NAMA Zonas No Interconectadas, en el marco la energización rural baja en carbono y la ECDBC. A partir de los datos de consumo obtenidos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y el sistema único de información de servicios públicos (SUI), se obtuvieron datos totales de demanda eléctrica en departamentos ZNI de 442 GWh, a partir de la generación a diésel y renovables. De estos totales, se calcularon los consumos promedios de diésel,

a partir de la diferenciación de las plantas diésel en cada departamento sumando un total de 33,6 millones de galones de diésel para el 2014. De esta cantidad, se obtiene por factor de emisión del diésel, la cantidad de GEI producidos, es decir, un total de 341.513 t CO<sub>2</sub>. Dividiendo la cantidad de GEI entre la energía producida se obtiene un Factor de emisión en las ZNI de 0,77 t CO<sub>2</sub>/MWh. (Ver Tabla 1-6).

**TABLA 1-6.** Cálculo del factor de emisiones de las ZNI.

Generación	Energía y Emisiones ZNI 2014	
	(kWh)	(tCO <sub>2</sub> )
Diésel	428.995.844	341.513
Otras Fuentes	13.297.419	0
Importación	125.112	0
Total	442.418.375	341.513
Factor emisiones ZNI	0,772	kgCO <sub>2</sub> /kWh

Fuente: Cálculo del autor según descripción numeral 1.5.10.

Dentro de la generación en zonas no interconectadas, se identificó la instalación de 7,8 MW en centrales del tipo PCH. Este aumento se traduce en una generación de 27.331 MWh anuales, al considerar el factor de mitigación ya expuesto, las reducciones de GEI alcanzan las 21.865 t CO<sub>2</sub>/año.

### 1.5.11 RESUMEN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CADA SECTOR

A continuación se presentan tablas resumen de las mitigaciones esperadas por tipo de generadora. Estas tablas permiten determinar y delimitar los sectores en los cuales es posible aplicar el MSM. La Tabla 1-7 permite obtener una referencia sectorial, de acuerdo con la estimación del escenario 11 del plan de expansión de generación-transmisión 2015-2029, donde se considera una instalación de 3.700 MW aproximadamente de energías renovables no convencionales. La Tabla 1-8 otorga información respecto a los proyectos que ya han sido identificados y permite ver el alcance, en relación con la reducción de GEI real que podría tener el mecanismo. Por último, la Tabla 1-9 muestra la mitigación que se puede esperar de un proyecto tipo para cada sector estudiado.

**TABLA 1-7. Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo al escenario 11 del plan de expansión 2015-2029.**<sup>17 18</sup>

Tecnología	Factor de Mitigación (t CO <sub>2</sub> /MWh)	Factor de planta <sup>17</sup>	Potencia instalada esperada (MW)			Energía Generada esperada (GWh/año)			Mitigación esperada anual (t CO <sub>2</sub> /año)		
			2016-2017	2018-2021	2022-2029	2016-2017	2018-2021	2022-2029	al 2017	al 2021	al 2029
Co-generación Caña	0,102*	70 %	92	107	0	561	1.217	1.217	57.230	124.155	124.155
Co-generación Palma	0,388**	60 %	195	373	0	1.025	2.985	2.985	397.669	1.158.338	1.158.338
Eólica	0,388**	30 %	0	3131	0	0	8.228	8.228	-	3.192.568	3.192.568
Geotérmica	0,388**	90 %	0	50	0	0	394	394	-	152.950	152.950
Solar	0,388**	20 %	14	54	239	25	118	538	9.517	45.953	208.555
PCH18	0,388**	40 %			1.504	0	0	5.270	-	-	2.044.766
<b>Total</b>			<b>301</b>	<b>3.715</b>	<b>1.743</b>	<b>1.611</b>	<b>12.944</b>	<b>18.633</b>	<b>464.416</b>	<b>4.673.963</b>	<b>6.881.332</b>

\*Documento "Cálculo del factor de emisión de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico interconectado Colombiano", UPME, versión 2009.3, resultado de la resta del factor de la red 0,388 menos el factor de emisión de los ingenios 0,286.

\*\*Documento "Cálculo del factor de emisión de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico interconectado Colombiano", UPME, versión 2009.3.

Fuente: Cálculo del autor a partir de datos del plan de expansión 2015-2029 (UPME, 2015)

<sup>17</sup> El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

<sup>18</sup> En el plan de expansión no se habla de PCH directamente, solo hay una categoría de generadores menores, para la creación de esta tabla se asumió que toda esa generación era a través de recursos hídricos. En esta tecnología no se indica la inserción por año, solo la global esperada al 2029.

**TABLA 1-8. Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo a los proyectos identificados.<sup>19</sup>**

Tecnología	Factor de Mitigación (t CO <sub>2</sub> /MWh)	Factor de planta <sup>18</sup>	Potencia instalada esperada (MW)			Energía generada esperada (GWh/año)			Mitigación Esperada Anual (t CO <sub>2</sub> /año)		
			2016-2017	2018-2021	>2021	2016-2017	2018-2021	>2021	al 2017	al 2021	>2021
Co-generación Caña	0,102	70 %	155	80	0	950	1.441	1.441	96.947	146.984	146.984
Co-generación Palma	0,388	60 %	5	128	0	26	699	699	10.197	271.231	271.231
Eólica	0,388	30 %	0	32	0	0	84	84	-	32.629	32.629
Geotérmica	0,388	90 %	0	50	130	0	394	1.419	-	152.950	550.619
Solar	0,388	20 %	0	0	50	0	0	88	-	-	33.989
PCH	0,388	40 %	20	80	0	70	350	350	27.191	135.955	135.955
Total			180	370	180	1.047	2.969	4.081	134.335	739.749	1.171.406

Fuente: Autor

<sup>19</sup> El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

**TABLA 1-9. Potencial de mitigación de proyecto tipo por tecnología.<sup>20</sup>**

Tecnología	Tamaño (Potencia Promedio) MW	Factor de Planta <sup>20</sup>	Energía Esperada (MWh/año)	Factor de Mitigación (ton CO <sub>2</sub> /MWh)	Mitigación Esperada (t CO <sub>2</sub> e /año)	Inversión Promedio MM USD (CAPEX)	Costos USD/año (OPEX)
Co-generación con biomasa y turbinas a vapor en ingenios azucareros	40	70 %	245.280	0,102	25.019	\$ 46.000.000	\$ 2.698.080
Co-generación con biomasa por biogás y motores a pistón en plantas extractoras de aceite de palma	1,5	60 %	7.884	0,388	3.059	\$ 675.000	\$ 118.260
Co-generación con biomasa y turbinas o motor a vapor en plantas extractoras de aceite de palma	1,5	60 %	7.884	0,388	3.059	\$ 1.800.000	\$ 86.724
Eólica	100	30 %	262.800	0,388	101.966	\$ 167.000.000	\$ 2.400.000
Geotérmica	50	90 %	394.200	0,388	152.950	\$ 300.000.000	\$ 11.116.750
Solar	5	20 %	8.760	0,388	3.399	\$ 12.050.000	\$ 300.000
PCH	19,5	40 %	68.328	0,388	26.511	\$ 27.300.000	\$ 292.539

**Fuente:** Autor.

**Fuente de precios:** World Energy Perspective Cost of Energy Technologies, World Energy Council Copyright © 2013 World Energy Council.

<sup>20</sup> El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

# 1.6

## Introducción de nuevas e innovadoras tecnologías

Bajo el contexto del mecanismo donde se plantea que las plantas piloto que formen parte del mecanismo ingresen en operación hasta el 2017 idealmente, la inserción de tecnologías nuevas e innovadoras en el mundo es poco probable. Esto se produce por los altos costos de las tecnologías emergentes y su mayor nivel de riesgo.

Por otro lado, si se considera únicamente Colombia, es altamente probable la inserción de plantas únicas en su tipo en el país a través del mecanismo. Analizando por tecnología se tiene que, en geotermia actualmente no existen plantas instaladas en Colombia, por lo que la inserción de la central de ISAGEN (si inicia operación en 2020) implicaría una gran importación tecnológica al país.

En el sector eólico y de PCH la gran ampliación de potencia esperada abre ampliamente la probabilidad de inserción de nuevas tecnologías, en especial en la primera tecnología mencionada dado el bajo desarrollo en el país que se encuentra actualmente. El sector de co-generación de los ingenios azucareros está ampliamente desarrollado, con una tecnología madura y muy probada, por lo que la inserción de nuevas tecnologías en este sector es poco probable.

# 1.7

## Contribución al desarrollo sostenible

A continuación se presentan los beneficios adicionales que se espera estén presentes en los distintos proyectos postulantes. Estos serán considerados, al momento de seleccionar los proyectos que serán parte del mecanismo. Para la selección de estos criterios se utilizaron los documentos “Herramienta voluntaria para describir los co-beneficios de desarrollo sustentable para proyectos del tipo mecanismo de desarrollo limpio” de las Naciones Unidas (United Nations, 2014) y “Desarrollo y Aplicación Piloto de la Metodología de Evaluación de los Co-beneficios de Acciones de Mitigación del Cambio Climático en Colombia”, publicado por Econometría (Econometría Consultores, 2014).

**TABLA 1-10: Co-beneficios a evaluar en los proyectos postulantes.**

Tipo de Co-beneficio	Co-beneficio	Posible indicador asociado a la medida
Ambiental	La actividad mejora la calidad del aire en la zona	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, MP, NMVOC</li> <li>• Reducción de ruidos, olores, polvo</li> </ul>
	La actividad mejora la calidad del suelo o evita la contaminación de este y la producción de desechos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción o uso de compost, fertilizantes minerales, estiércol u otros nutrientes</li> <li>• Uso de canales de regadío</li> <li>• Prevención de la erosión del suelo</li> </ul>
	La actividad mejora la calidad del agua en el área	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo del agua de desecho</li> <li>• Ahorro o conservación del agua</li> <li>• Acceso al agua seguro por un nuevo sistema de distribución</li> <li>• Proceso de potabilización de agua</li> <li>• Mejora en los cuerpos de agua presentes</li> </ul>
	La actividad protege o mejora recursos naturales no renovables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambios en recursos minerales, flora o fauna</li> </ul>
Social	La actividad crea nuevos trabajos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de nuevos puestos de trabajo a corto o largo plazo</li> </ul>
	La actividad mejora la seguridad y salud de las personas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción o prevención de enfermedades, accidentes</li> <li>• Mejoras en el servicio de salud local</li> </ul>
	La actividad facilita la educación, difusión de información, investigación o crea consciencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitación de personal</li> <li>• Promueve servicios educacionales</li> <li>• Difusión de información relacionada al proyecto</li> </ul>
	La actividad ayuda a mejorar el balance en la distribución de ingresos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingreso per cápita del Municipio/Ingreso per cápita nacional</li> </ul>
	Reducción en los niveles de pobreza	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Línea de pobreza, NBI</li> </ul>
	La actividad mejora la calidad de vida de las personas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejoras en condiciones de trabajo</li> <li>• Desarrollo de comunidades rurales</li> <li>• Mejora los ingresos municipales</li> <li>• Empoderamiento de la mujer</li> <li>• Mejoras en la movilidad</li> </ul>

Tipo de Co-beneficio	Co-beneficio	Posible indicador asociado a la medida
Económicos	La actividad mejora el desarrollo o estabilidad económica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevas inversiones como consecuencia del proyecto</li> <li>• Comienzo de nuevas actividades comerciales o industriales en la zona</li> </ul>
	La actividad resulta en un cambio tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción, desarrollo y difusión de nueva tecnología local o importada</li> <li>• Adaptación de tecnologías para condiciones locales</li> </ul>
	Aumento del valor agregado del municipio	
	Reducción de costos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción en costos de operación del sistema</li> </ul>
	La actividad mejora el acceso o disponibilidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora el acceso a energía</li> <li>• Mejora el precio o confianza en la distribución de energía</li> </ul>
Institucionales	Aprovechamiento de infraestructura pública	
	Expansión de servicios públicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo de nueva infraestructura</li> </ul>

# 1.8

## Objetivos y políticas de desarrollo relevantes

### 1.8.1 GOBERNANZA SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO

A continuación se exponen los componentes gubernamentales relevantes, en materia de cambio climático, como el Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Departamento Nacional de Planeación.

#### 1.8.1.1 Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio de Minas y Energía tiene la responsabilidad de administrar los recursos naturales no renovables del país, velando por la protección de los recursos naturales, con el fin de garantizar su conservación, restauración y desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental, señalados por la autoridad ambiental competente (Ministerio de Minas y Energía). De acuerdo con la resolución 90325 de 2014, por medio de la cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía eléctrica, minería e hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía, plantea los lineamientos en materia de mitigación. Los planes para el sector de energía

eléctrica se presentan a continuación (Ministerio de Minas y Energía, 2014).

### **Energía Eléctrica:**

- Promoción y desarrollo de la política de eficiencia energética a escala nacional.
  - Promoción de la eficiencia energética en la operación del sistema energético nacional por medio de:
    - Política para la promoción de la participación activa de la demanda (autogeneración, co-generación) en el SIN
- Integración gradual de las redes inteligentes en el SIN
- Promoción de fuentes no convencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional, con criterios de confiabilidad y sostenibilidad ambiental, social y económica.
- Promoción de fuentes no convencionales de energía renovable, en las zonas no interconectadas, con criterios de confiabilidad y sostenibilidad ambiental, social y económica.

Los lineamientos planteados en el sector de la energía eléctrica se abarcarán totalmente por el mecanismo, en su desarrollo. Es fácil apreciar que el incentivo se encuentra alineado con las acciones propuestas por el MEE.

En forma paralela a los lineamientos ya planteados, de acuerdo con la Ley 1753 de 2015, Ley del Plan Nacional de desarrollo, en el artículo 170 se especifica que los Ministerios de Hacienda, Agricultura y Desarrollo Rural, Minas y Energía, Transporte, Salud y Protección Social, Vivienda, Ciudad y Territorio y Comercio, Industria y Turismo, formularán e implementarán planes sectoriales de adaptación al cambio climático y planes de acción sectorial de mitigación de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, los cuales contendrán metas sectoriales cuantitativas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a corto (año 2020) y mediano plazo (años 2025 o 2030). Cabe destacar que los lineamientos planteados en la Resolución 90325, ya expuestos, son de carácter obligatoria para el sector, en cambio, los planes de acciones sectoriales de mitigación únicamente se presentan como una sugerencia.

De acuerdo con lo planteado anteriormente, y siguiendo la línea de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, el MME desarrolló Planes Sectoriales de Mitigación (PAS) en 3 áreas: minas, energía eléctrica e hidrocarburos.

Los PAS desarrollados apuntan a identificar las prioridades sectoriales de mitigación y sus medios de implementación, para ingresar a la planificación sectorial con facilidad permitiendo reducir las emisiones de GEI frente a una línea base (Ministerio de Minas y Energía).

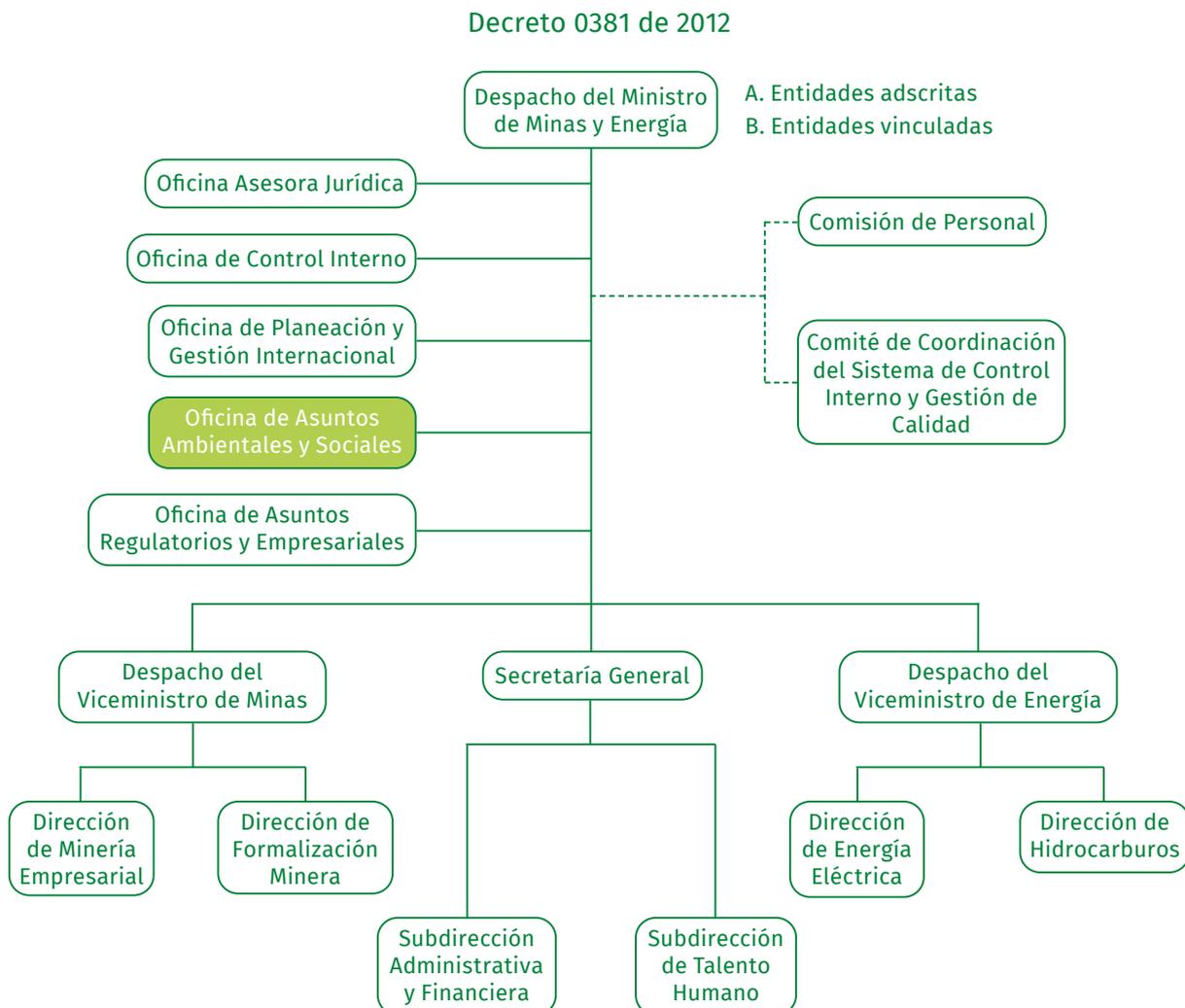
Dentro del PAS de Energía Eléctrica acciones identificadas como prioritarias y que serán apoyadas por la creación del MSM incluyen:

- Legislar para que los autogeneradores y la co-generación terciaria puedan vender excedentes de energía a la red.
- Trabajar y promover la regulación para la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable en el SIN.
- Crear un fondo para apoyar el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable en el SEN.
- Promover la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable en el SEN, con criterios de confiabilidad y sostenibilidad ambiental, social y económica.
- Desarrollar la regulación para la instalación de sistemas de suministro de energía, en las ZNI, que incorporen fuentes no convencionales de energía renovable.
- Crear un fondo para apoyar la implementación de proyectos híbridos en las ZNI no interconectables.
- Promover utilización de fuentes no convencionales de energía renovable en las Zonas no Interconectadas, con criterios de confiabilidad y sostenibilidad ambiental, social y económica.

En la Ilustración 1-4 se presenta el organigrama del Ministerio de Minas y Energía. En este se destaca la oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, adscrita al Despacho del Ministro. Esta tiene por objetivo de promover el aprovechamiento sostenible de los recursos no renovables y la gestión social

integral en el sector. A través de esta oficina, el MME mantuvo una estrategia para desarrollar actividades de sostenibilidad ambiental y responsabilidad social.

#### ILUSTRACIÓN 1-4. Estructura del Ministerio de Minas y Energía.



Fuente: <https://www.minminas.gov.co/estructura>

Dentro de las medidas tomadas por el Ministerio de Minería y Energía para incentivar el desarrollo de energías renovables, se encuentra la creación de la Ley 1715 de 2014. Esta regula la integración de las energías renovables no convencionales, al sistema eléctrico nacional, establece incentivos económicos para el desarrollo de fuentes de energía limpias y promueve la gestión eficiente de la energía, abarcando eficiencia energética y la respuesta de demanda. Dentro de los incentivos planteados se encuentran los siguientes beneficios (Ley 1715 de 2014, 2014).

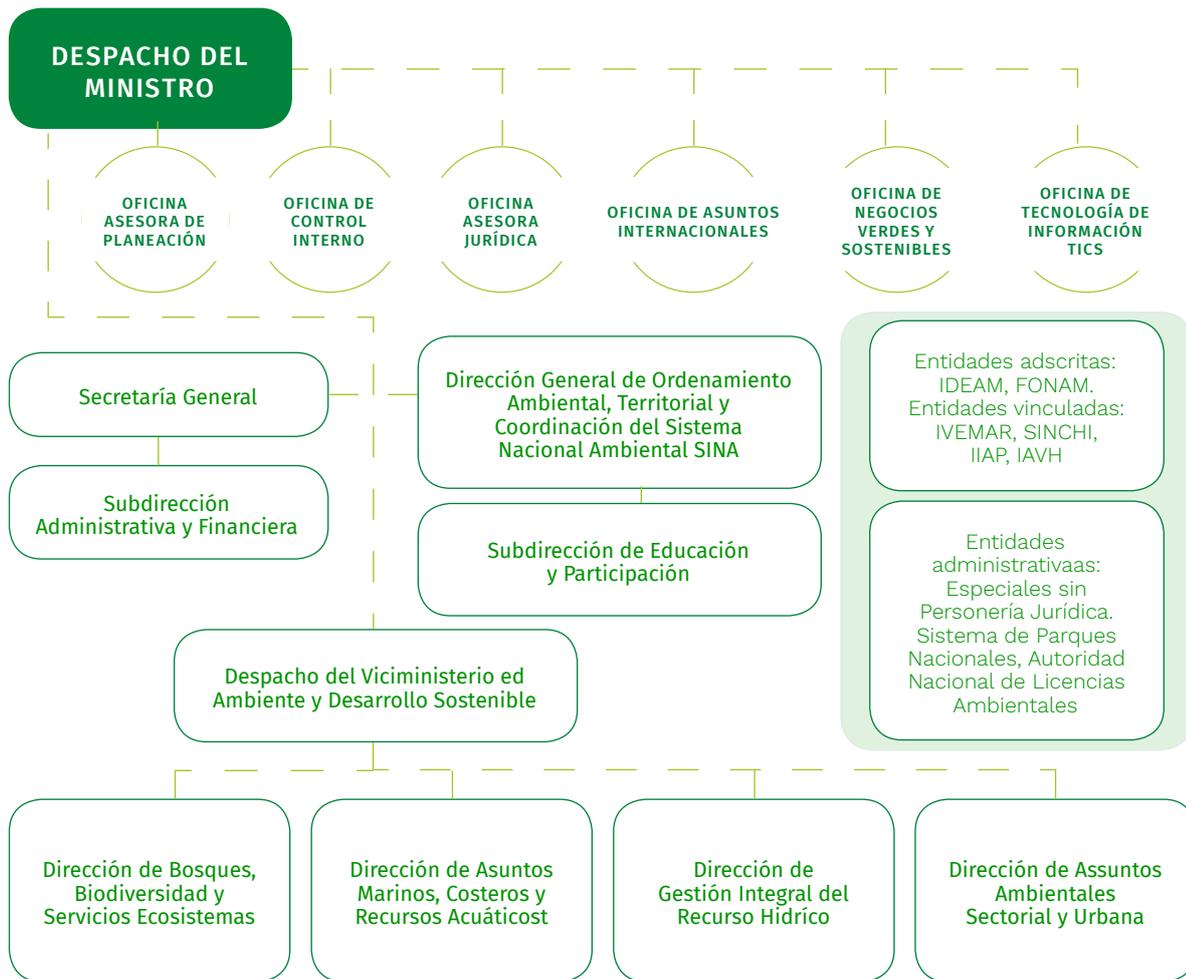
- a. **Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementario:** para optar al beneficio, es necesario obtener previamente la certificación de Beneficio Ambiental, que expide el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Este beneficio permite deducir en máximo cinco años hasta un 50 % de la inversión total realizada con un valor límite a reducir por periodo gravable del 50 % de la renta líquida antes de la deducción.
- b. **Exclusión del IVA:** Estarán exentos de IVA equipos, elementos, maquinaria y servicios comprados dentro o fuera del país que tengan como fin inversiones o pre-inversiones para la producción de FNCE o destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos.
- c. **Exención de gravamen arancelario:** Pueden optar a este beneficio personas naturales o jurídicas titulares de nuevas inversiones de FNCE.
- d. **Régimen de depreciación acelerada:** Maquinaria, equipos y obras civiles para inversión, pre-inversión u operación para FNCE pueden optar a depreciación fiscal acelerada hasta una tasa global anual del 20 %. El beneficiario definirá una tasa de depreciación igual para cada año gravable, la cual puede modificar cada año.

### 1.8.1.2 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

En 1993, mediante la Ley 99 se crea el Ministerio del Medio Ambiente y en el año 2011, mediante la Ley 1444, este Ministerio se reestructura como Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). En la Ilustración 1-5 se muestra el organigrama. Dentro de las cinco direcciones del Ministerio, se encuentra la Dirección de Cambio Climático.

La Dirección de Cambio Climático, creada en septiembre del 2011 mediante el Decreto 3570, es una entidad técnica y dentro de sus funciones está asesorar el diseño e implementación de políticas, planes, programas y proyectos para el desarrollo bajo en carbono, aportar elementos técnicos y divulgar las acciones que deben asumir los sectores público y privado, y las comunidades, en materia de mitigación y adaptación al cambio climático.

### ILUSTRACIÓN 1-5: Estructura Organizacional del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible



Fuente: <https://www.minambiente.gov.co>

Cabe aclarar que la Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles sigue una orientación más extensa que la mitigación y la adaptación al cambio climático y está enfocada en servicios y productos que se enmarquen dentro de la sustentabilidad, tales como buenas prácticas, amigables con el medio ambiente, construcción sostenible, entre otros. Desde finales de 2014, la Dirección de Cambio Climático se encuentra trabajando con la Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles en la temática de mercados del carbono.

#### 1.8.1.3 Departamento Nacional de Planeación

El Departamento Nacional de Planeación (DNP), creado por la Ley 19 de 1958, depende directamente de la

Presidencia de la República. El DNP es un organismo técnico que impulsa una visión estratégica del país en los temas social, económico y ambiental, mediante el diseño, la orientación y la evaluación de las políticas públicas, el manejo y la asignación de la inversión pública y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno. El DNP es el responsable de elaborar y dar seguimiento al Plan Nacional de Desarrollo.

El Departamento Nacional de Planeación, además oficia como Secretaría Ejecutiva del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). El CONPES, creado por la Ley 19 de 1958, es un organismo asesor del Gobierno, en materia de desarrollo económico y social, y es el encargado de estudiar y recomendar políticas generales en esas áreas. El CONPES está compuesto por el Vicepresidente de la República, todos los Ministros, el Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, el Director del Departamento Nacional de Planeación y el Director del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, como miembros permanentes con derecho a voz y voto (DNP, s.f.).

De esta forma, el Departamento Nacional de Planeación es la entidad encargada de coordinar y presentar todos los documentos de política para discutir en sesión, llamados documentos CONPES. Los documentos CONPES tienen como objetivo dirigir la aplicación conjunta de políticas, instrumentos y estrategias en las acciones de los municipios, departamentos y Nación, que mejoren las condiciones socioeconómicas de los sectores y grupos poblacionales de un territorio o región dada, y que permita desarrollar la productividad y la competitividad del territorio, a partir de la eficiencia en la aplicación de los recursos técnicos y financieros.

Tanto en el Plan Nacional de Desarrollo como en los CONPES, se han establecido acciones y directrices para enfrentar el cambio climático. Por su parte, el documento CONPES que está asociado al cambio climático es el CONPES 3700<sup>21</sup>, el cual establece la “Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático”. Este documento resalta la necesidad del país de comprender

---

<sup>21</sup> CONPES 3700/2011: Documento expedido por el Consejo Nacional de Política Económica y Social, donde se adopta la “Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia”.

y actuar frente a este fenómeno, como una problemática de desarrollo económico y social.

En el marco del Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA), cuya conformación se estableció en el CONPES 3700, la Ley 1450<sup>22</sup> y el y Decreto 298 del 24 de febrero de 2016, se encuentra el Comité de Gestión Financiera, que ha trabajado en los últimos dos años, aun cuando no existe un decreto que establezca y reglamente al SISCLIMA.

Este Comité fue creado con el fin de posicionar y desarrollar una agenda de financiamiento climático. Lo componen el Departamento Nacional de Planeación, quien oficia como la Secretaría Técnica, y la Agencia Presidencial para la Cooperación Internacional, el Fondo de Adaptación, el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y el Ministerio de Relaciones Exteriores.

## 1.8.2 CONTABILIDAD DE EMISIONES

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (en adelante, IDEAM), creado mediante la Ley 99 de 1993, es una institución pública de apoyo técnico y científico al sistema nacional ambiental, cuyo financiamiento proviene del presupuesto nacional. Esta entidad, adscrita al MADS, apoya en los temas técnicos ligados al cambio climático. El IDEAM es el responsable, designado por Decreto<sup>23</sup>, de elaborar las Comunicaciones Nacionales de Colombia. En este contexto, se le ha asignado además la responsabilidad, en el desarrollo de las actualizaciones de los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero y, más recientemente, la elaboración de los Informes Bienales de Actualización. A la fecha de la redacción de este informe, Colombia había presentado dos Comunicaciones Nacionales ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (en adelante, Convención), la primera en el año 2001, la segunda en el 2010 y se encontraba desarrollando una tercera, las que incluyen sus respectivos inventarios de gases de efecto invernadero. Además de estas

---

<sup>22</sup> Ley 1450/2011: Ley por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014.

<sup>23</sup> Decreto 291 de 29 de enero de 2004.

publicaciones en diciembre de 2015 Colombia presentó el Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia Ante la Convención, en la cual se incluyen los inventarios de GEI de los años 2010 y 2012 (IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2015).

Para la elaboración de las comunicaciones e inventarios, el IDEAM ha contratado un equipo de profesionales *ad-hoc*, de manera temporal. La información necesaria es solicitada a los Ministerios, entidades públicas y privadas. Sin embargo, a la fecha no se cuenta con disposiciones institucionales formales para obtener la información necesaria para su construcción de manera eficiente y expedita.

### **1.8.3 ENTIDADES Y GREMIOS**

A continuación se presenta la descripción de entidades y gremios que podrán apoyar la implementación del MSM.

#### **1. Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (IPSE)**

Adscrito al Ministerio de Minas y Energía, se encarga de mejorar las condiciones de vida de las comunidades, a través de la identificación, elaboración, promoción y viabilización de proyectos para llevar energía a las localidades que no la poseen o donde la prestación del servicio es deficiente.

El IPSE trabaja permanentemente en la búsqueda de proyectos, para llevar energía a estas regiones apartadas, con tecnologías amigables con el medio ambiente, que permitan a sus comunidades disfrutar los beneficios que este servicio conlleva.

#### **2. Instituto interamericano de cooperación para la agricultura**

El Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA) es el organismo especializado en agricultura del Sistema Interamericano, que apoya los esfuerzos de los Estados miembros, para lograr el

desarrollo agrícola y el bienestar rural. A través de su programa Alianza en Energía y Ambiente en la Región Andina, que se estableció de acuerdo con las políticas de desarrollo del gobierno finlandés, se la ha dado prioridad a la cooperación en energías renovables en la región. El Programa se basa en las experiencias de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica, que se inició en 2003 y que ha servido como valioso punto de referencia para el diseño de sus componentes, y sus procesos de organización y aprobación.

### 3. ASOCAÑA

La Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (Asocaña), es una entidad gremial sin ánimo de lucro, fundada el 12 de febrero de 1959, cuya misión es representar al sector azucarero colombiano y promover su evolución y desarrollo sostenible.

- Representa al sector azucarero, en el país e internacionalmente
- Coordina las posiciones del sector azucarero en las negociaciones internacionales que lleva a cabo el gobierno
- Coordina proyectos sectoriales
- Elabora informes azucareros especializados
- Brinda asesoría a afiliados en temas económicos, de mercados, ambientales, informática, sociales y jurídicos
- Apoya la elaboración y la ejecución de políticas ambientales y sociales del sector azucarero
- Administra el Fondo de Estabilización de Precios del Azúcar

Para cumplir la gestión gremial y de apoyo a la comunidad, la estructura organizacional de la asociación, incluye áreas especializadas en Gestión Social y Ambiental, Análisis Económico y de Mercados, Jurídica e Informática, entre otras.

Asocaña está integrada por ingenios y cultivadores de caña. Forman parte de Asocaña trece ingenios azucareros: Cabaña, Carmelita, Manuelita, María Luisa, Mayagüez,

Pichichí, Risaralda, Sancarlos, Tumaco, Castilla, Ríopaila, Incauca y Providencia; están afiliados además un número importante de cultivadores de caña de azúcar de la región. Su sede está en Cali y cuenta con una oficina en Bogotá.

La Asamblea General de Afiliados, la Junta Directiva y la Presidencia son los organismos de dirección y administración.

### ***Estructura Organizacional***

Además de Asocaña, el sector azucarero ha conformado otras instituciones dedicadas a labores especializadas en temas de investigación, capacitación y comercialización internacional de azúcar.

- **Cenicaña (Centro de Investigación de la Caña de Azúcar):** organismo científico creado en 1977, con aportes privados de ingenios y cultivadores, que se encarga específicamente de la investigación y divulgación de tecnología en el sector azucarero, con el objetivo de mejorar en el largo plazo sus condiciones de competitividad, aprovechando las ventajas de estar situada en una de las zonas más exclusivas del mundo para el cultivo de la caña de azúcar, como es el valle geográfico del río Cauca.
- **Tecnicaña (Asociación Colombiana de Técnicos de la Caña de Azúcar):** responsable de la permanente capacitación y transferencia de tecnología para los técnicos del sector.
- **Ciamsa (Comercializadora Internacional de Azúcares y Mieles S.A.):** fundada en 1961; realiza la comercialización y la operación logística de cerca de un millón de toneladas de azúcares y mieles exportadas al año, por un valor cercano a los US\$ 280 millones de dólares.

#### 4. FEDEPALMA

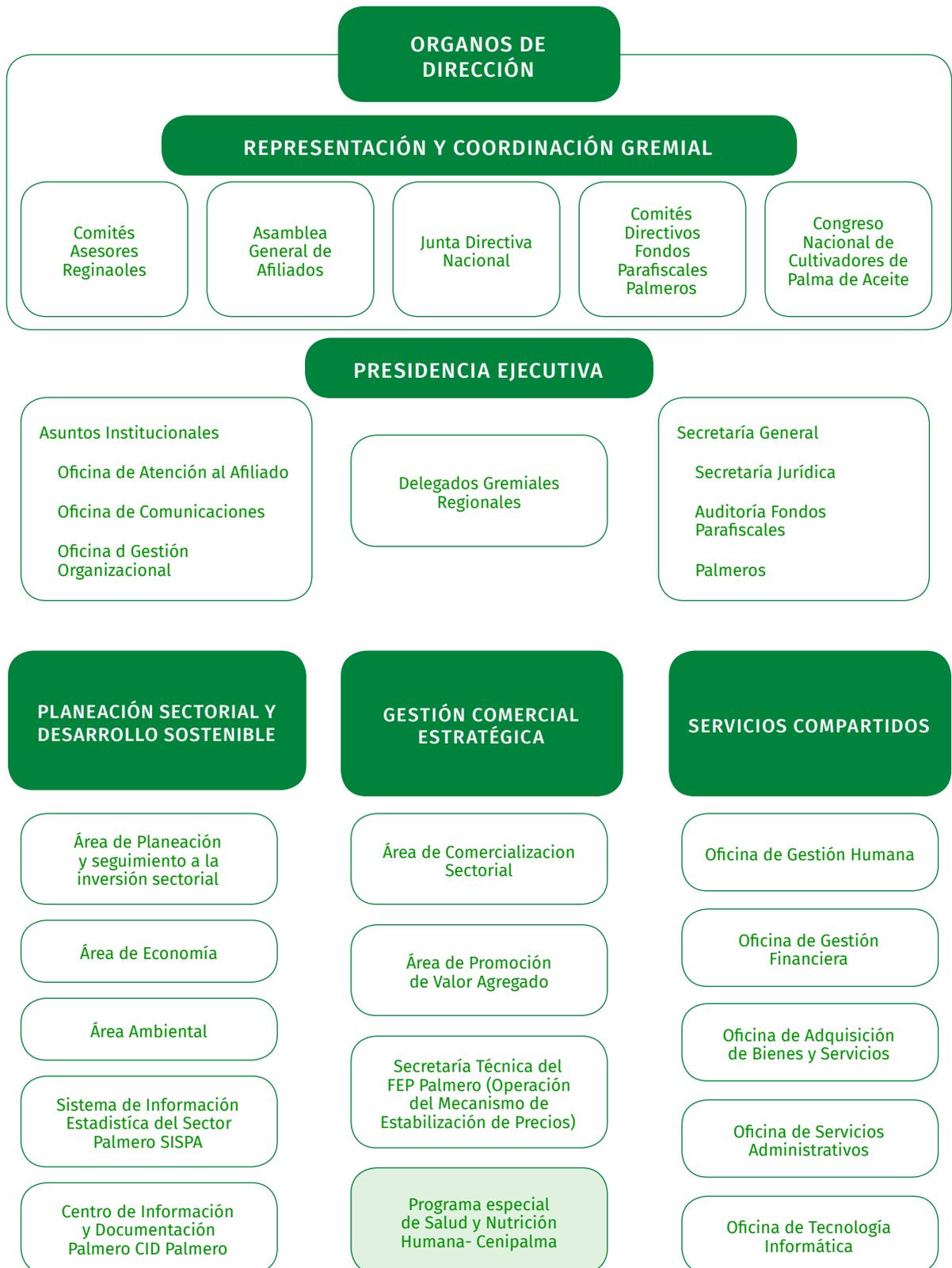
La Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (Fedepalma) existe para apoyar a los palmicultores en la defensa de sus intereses y el logro de la competitividad de una agroindustria oleaginosa que transforma la calidad de vida de las comunidades que la acogen y promueve el progreso y el bienestar. Representa fielmente los intereses de sus asociados como es su papel irrenunciable, y está destinada a satisfacer sus necesidades inclusive más allá de sus expectativas.

Creada en 1962, Fedepalma está conformada por pequeños, medianos y grandes cultivadores de palma de aceite, quienes operan a escala empresarial, asociativa incluyendo alianzas estratégicas; o individual, al igual que por extractores de aceite de palma.

Como organización que agrupa y representa a la mayoría de la palmicultura colombiana, Fedepalma brinda interesantes oportunidades de interacción gremial, información económica y comercial actualizada, gestión ambiental y social, promoción de proyectos de valor agregado, y fomento de la asistencia técnica para sus afiliados, entre otros.

Además de trabajar por la competitividad y la sostenibilidad del sector palmero colombiano, Fedepalma administra los fondos parafiscales palmeros (Fondo de Fomento Palmero y Fondo de Estabilización de Precios para el Palmiste, el Aceite de Palma y sus Fracciones), promueve el desarrollo económico y social en las zonas de influencia y promociona la imagen del sector. Fruto de todo ello ha sido el destacado posicionamiento alcanzado por la agroindustria en el concierto productivo y empresarial de Colombia, acompañado de un especial interés gubernamental por impulsar y apoyar su desarrollo.

**ILUSTRACIÓN 1-6:** Estructura Organizacional de FEDEPALMA



## 5. ACOLGEN

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN) es una organización gremial, sin ánimo de lucro y ajena a cuestiones de orden político, creada con el objeto de promover la libre y sana competencia y el desarrollo del mercado del sector eléctrico colombiano, en particular, de la actividad de la generación, contribuyendo al desarrollo del sector mediante la participación activa en la formulación de políticas y regulación sectorial. La asociación fomenta canales de comunicación, entre los diversos agentes participantes del sector eléctrico (gubernamentales, regulatorios, consumidores, comercializadores, generadores etc.), con el fin de ampliar el conocimiento sobre los diversos temas de interés para el sector, utilizando medios como foros, conferencias y seminarios, entre otros.

En la actualidad, la Asociación está conformada por 18 empresas de generación de energía eléctrica que representan el 86 % de la capacidad efectiva neta de generación en Colombia. Está abierta a todas las empresas de generación que compartan sus objetivos y fines, y que estén dispuestas a promover la libre y sana competencia en el mercado mayorista de electricidad, sin importar la fuente energética utilizada para su producción.

### **Objetivos:**

- Generar valor agregado a los asociados, para su crecimiento sostenible
- Participar en la formulación de las políticas públicas sectoriales y su posterior desarrollo regulatorio
- Ser el interlocutor válido y reconocido, con conocimiento técnico y capacidad de negociación, ante los diferentes estamentos y organismos del Estado
- Generar, de manera imparcial cohesión y apoyo entre los asociados
- Ser líder entre los gremios del sector energético y de servicios, con proyección internacional

## **6. Concejo colombiano de eficiencia energética**

El CCEE fue creado a mediados de 2010 como resultado del primer diplomado en eficiencia energética del programa OPEN. Convenio BID y la Cámara de Comercio de Bogotá.

Ofrece los siguientes servicios:

- Integración de redes de eficiencia energética
- Calificación de especialistas
- Búsqueda de mercados de EE
- Acceso a convocatorias
- Acceso a base de datos
- Ruedas de negocios de oferta y demanda de servicios energéticos
- Sinergias institucionales

## **7. ANDI – Cámara de grandes consumidores de energía y gas**

La Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) es una agremiación sin ánimo de lucro, que tiene como objetivo difundir y propiciar los principios políticos, económicos y sociales de un sano sistema de libre empresa. Fue fundada el 11 de septiembre de 1944 en Medellín y, desde entonces, es el gremio empresarial más importante de Colombia. Está integrado por un porcentaje significativo de empresas pertenecientes a sectores como el industrial, financiero, agroindustrial, de alimentos, comercial y de servicios, entre otros. La sede principal de la ANDI se encuentra en Medellín y cuenta con sedes en Bogotá, Cali, Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga, Manizales, Pereira, Ibagué, Santander de Quilichao y Villavicencio.

La ANDI busca contribuir en la construcción de políticas públicas y proyectos que mejoran la certidumbre jurídica, cierran las brechas del capital humano y fomentan la innovación y el emprendimiento, todo enmarcado en una estrategia de desarrollo social y sostenible. La ANDI cuenta con la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas, que promueve entre sus afiliados la activa participación en la generación de políticas, programas

y proyectos de eficiencia energética, sustitución de combustibles, auto y co-generación.

## **8. CORPO EMA**

La Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (CORPOEMA) es una iniciativa colombiana para promover la eficiencia energética y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales en todas las actividades económicas, en pro de la preservación del medio ambiente, garantizando la calidad de vida de las generaciones futuras y contribuyendo a la mitigación de GEI, todo esto por medio del desarrollo de estudios y proyectos contando con un equipo interdisciplinario altamente calificado.

## **9. Centro de Estudios Energías Renovables (CEER)**

El CEER funciona como foro y coordinador para la formulación congruente de políticas y proyectos relacionados con las energías renovables, desde el ámbito local hasta el nacional. Es un centro generador de investigación aplicada y tiene como función vital reunir y proporcionar información, conocimientos y estudios sobre energías renovables para la formulación de proyectos, junto con la generación de instrumentos para la toma de decisiones relacionadas con los sistemas de energías renovables, constituyéndose como un órgano eficaz de comunicación interactiva con organismos de control, gobiernos provinciales, comunidades locales, ONG y asociaciones del sector privado, entre otras.

## **10. ICONTEC**

Es una empresa multinacional de servicios, que contribuye a la generación de confianza en la sociedad y al desarrollo sostenible en las organizaciones, a través de la innovación en normalización, en educación, en evaluación de la conformidad y en metrología, generando valor agregado.

Las certificaciones de sistemas de gestión son reconocidas en el exterior por los organismos acreditadores más importantes del mundo, que han firmado el Acuerdo Mundial de Reconocimiento MLA del Foro Internacional de Acreditación (IAF), para lograr la aceptación internacional

de los certificados y eliminar las barreras al comercio y acreditaciones del Servicio de Acreditación Ecuatoriano (SAE), del Instituto Nacional de Normalización de Chile (INN) y de ONAC, Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

#### **1.8.4 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y ESTRATEGIA COLOMBIA DE DESARROLLO BAJO EN CARBONO**

Colombia cuenta con un Plan Nacional de Desarrollo (PND), documento cuatrienal que sirve como base y provee los lineamientos estratégicos de las políticas públicas formuladas por el Presidente de la República, a través de su equipo de gobierno. Su elaboración, socialización, evaluación y seguimiento es responsabilidad directa del Departamento Nacional de Planeación.

El marco legal que rige el PND está consignado dentro de la Ley 152 de 1994, por la cual se estableció la Ley Orgánica del Plan de Desarrollo. En este contexto, el primer Plan Nacional de Desarrollo como tal corresponde al PND 1994-1998.

Ya en el PND formulado para el periodo 2006-2010<sup>24</sup> se empieza a incorporar la variable de cambio climático, estableciendo diferentes acciones por implementar en relación al tema, como la elaboración de la Segunda Comunicación Nacional. Luego en el PND del siguiente periodo 2010-2014<sup>25</sup> se establece más claramente la necesidad de incluir el cambio climático dentro de la planificación nacional, incorporando la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.

En el marco del PND 2010-2014 y de acuerdo con lo establecido en el CONPES 3700<sup>26</sup> del 2011, se elabora la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (en adelante, la Estrategia), programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo que busca desligar el crecimiento de las emisiones de gases efecto invernadero del crecimiento económico del país, mediante

---

<sup>24</sup> Expedido mediante la Ley 1151 de 2007, Departamento Nacional de Planeación, (<https://www.dnp.gov.co>).

<sup>25</sup> Expedido por la Ley 1450 de 2011, Departamento Nacional de Planeación (<https://www.dnp.gov.co>).

<sup>26</sup> CONPES 3700/2011: Documento expedido por el Consejo Nacional de Política Económica y Social, donde se adopta la “Estrategia Institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia”.

el diseño y la implementación de planes, proyectos y políticas que busquen mitigar los gases de efecto invernadero y simultáneamente, fortalezcan el crecimiento social y económico del país, dando cumplimiento a los estándares mundiales de eficiencia, competitividad y desempeño ambiental. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible lidera y desarrolla esta estrategia, a través de la Dirección de Cambio Climático, con el apoyo del Departamento Nacional de Planeación y los Ministerios sectoriales de Colombia.

A su vez, dentro del marco de la estrategia y de acuerdo con el plan nacional de desarrollo se emprenden los **Planes de Acción Sectorial (PAS) de mitigación para el cambio climático**, que son un conjunto de acciones, programas y políticas (incluidas las NAMA) que permiten reducir las emisiones de GEI frente a una línea base de emisiones proyectadas en el corto, mediano y largo plazo. Es importante mencionar que estos planes no cuentan con metas ni planes de implementación establecidos.

Existen ocho PAS, correspondientes a los ocho sectores productivos del país que forman parte de la Estrategia:

- PAS Transporte (Ministerio de Transporte)
- PAS Minas (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Energía Eléctrica (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Hidrocarburos (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Industria (Ministerio de Comercio, Industria y Turismo)
- PAS Agropecuario (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural)
- PAS Vivienda (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio)
- PAS Residuos Sólidos y Aguas Residuales (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio)

Cada Ministerio ha elaborado los PAS, y los ha remitido al MADS y al Departamento Nacional de Planeación, para su oficialización. Cabe destacar que los PAS del Ministerio de Minas y Energía (PAS Minas, PAS Energía Eléctrica y PAS Hidrocarburos) fueron oficializados mediante Resolución N°90325/2014 del Ministerio de Minas y Energía, por

medio del cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía Eléctrica, Minería e Hidrocarburos (Ministerio de Minas y Energía, s.f.). Al momento de la redacción del presente informe, los otros PAS aún no contaban con una Resolución que los oficializara. En este contexto, es importante indicar que la emisión de una resolución corresponde a la voluntad política de cada ministerio de incorporar la temática del cambio climático como prioridad de desarrollo sectorial. Al ser oficializados a través de una resolución, las acciones planteadas pasan a ser un deber de los Ministerios. No ocurre así en calidad de PAS únicamente, porque se consideran una recomendación y no una meta.

Por otra parte, tal como se mencionó anteriormente, el CONPES 3700 y la Ley 1450 establece que Colombia debe conformar el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA)<sup>27</sup>. Esto con el fin de configurar un esquema de articulación intersectorial que facilite y fomente la formulación e implementación de las políticas, planes, programas, metodologías, incentivos y proyectos, en materia de cambio climático, con lo cual se logra la inclusión del clima como determinante para el diseño y la planificación de los proyectos de desarrollo. A la fecha, no se ha obtenido la promulgación del decreto que lo oficialice.

Se ha expedido mediante la Ley 1753 del 9 de junio de 2015, el PND 2014-2018, el cual se encuentra publicado en el sitio web del Departamento Nacional de Planeación (DNP, s.f.). Este Plan contempla específicamente el capítulo de “Crecimiento Verde”, que considera la formulación de una estrategia de crecimiento verde de largo plazo. El Gobierno, a través del Departamento Nacional de Planeación, en coordinación con el MADS, definirá una política de crecimiento verde de largo plazo en la cual se definan los objetivos y metas de crecimiento económico sostenible. Así mismo, en el PND 2014-2018 se indica que los Ministerios de Hacienda, Agricultura y Desarrollo Rural, Minas y Energía, Transporte, Salud y Protección Social, Vivienda, Ciudad y Territorio y Comercio, Industria y Turismo, formularán e implementarán planes sectoriales de adaptación al cambio climático y planes de acción sectorial de mitigación de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, los cuales contendrán metas sectoriales cuantitativas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a corto (año 2020) y

---

<sup>27</sup> y Decreto 298 del 24 de febrero de 2016

mediano plazo (años 2025 ó 2030). Y además se establece que se creará el “Registro nacional de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero”, el cual será reglamentado y administrado por el MADS.

Por otra parte, en concordancia con las decisiones 1/CP.19 y 1/CP.20 de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, la República de Colombia presentó su “Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional” (INDC por su sigla en inglés). En dicho documento, el país se compromete a reducir sus emisiones de GEI en un 20 %, con respecto a las emisiones proyectadas al 2030. Esta meta puede crecer a un 30 % de reducciones, de acuerdo con el apoyo internacional. El punto de referencia para la reducción es el escenario *Business As Usual (BAU)*, el cual fue construido durante el 2015 tomando como partida el inventario de GEI del 2010.

A partir del 2012 se han realizado análisis técnicos, con el fin de encontrar trayectorias que permitan desligar las emisiones de GEI del crecimiento económico del país. Estos estudios fueron la base para construir el escenario *BAU* y los escenarios de mitigación, realizados para la construcción de las PAS y posteriormente dieron lugar a la consolidación de una meta nacional de reducción de emisiones. Con respecto a los escenarios de mitigación, el Ministerio de Minas y Energía cree relevante profundizar en información y análisis, antes de asumir como cierto el potencial de reducción de emisiones que se utilizó.

Colombia es un país con alta vulnerabilidad al cambio climático producto de las condiciones geográficas del país y la alta dependencia climática de la economía nacional. Por esto dentro de las aristas principales del INDC de Colombia se encuentra la adaptación y el desarrollo de resiliencia, frente al cambio climático. A través del INDC, la nación espera mejorar las condiciones de toda la población en territorios adaptados al clima (Gobierno de Colombia, 2015).

### 1.8.5 SITUACIÓN SUB-NACIONAL

Desde el año 2014, y en el marco del PND, se está formulando una Política Nacional de Cambio Climático, que aborde con mayor énfasis el tema territorial, con el fin de elaborar planes sub-nacional de cambio climático y

---

#### ACTUALIZACIÓN:

Dichos compromisos en mención fueron ratificados por medio de la Ley 1844 de 2017.

---

de enmarcar en los diferentes territorios de Colombia las acciones de mitigación adecuadas a cada uno de ellos.

Actualmente se encuentra en fase de implementación el Plan Regional Integral de Cambio Climático de Bogotá–Cundinamarca (PRICC), uno de los modelos pilotos mundiales que ha impulsado Naciones Unidas cuyo fin es fortalecer la capacidad de los gobiernos regionales para constituir territorios resilientes que enfrenten los retos del cambio climático. Para este propósito se consideran las acciones de mitigación de GEI y la adaptación al cambio climático. La dirección de este proyecto está a cargo del IDEAM, en conjunto con todas las instituciones encargadas de la gestión territorial, administrativa y política de Bogotá, Cundinamarca (Alcaldía Mayor de Bogotá, Gobernación de Cundinamarca, Corporación Autónoma Regional, Corpoguavio, Corporinoquia), el Instituto Humboldt, Parques Nacionales de Colombia, el MADS y el Departamento Nacional de Planeación. Es importante indicar que este ejercicio se ha venido ampliando a toda la región central, incluyendo Boyacá, Meta y Tolima (Naciones Unidas en Colombia, 2015). Asimismo, otras regiones y ciudades del país vienen avanzando en ejercicios de planificación, con enfoque de cambio climático, como es el caso de los departamentos de Huila o ciudades como Cartagena, Montería y Cali, entre otras.

El MSN se alinea con el Plan Regional Integral de Cambio Climático de Bogotá, al impulsar proyectos que impliquen mitigación de GEI, esto ayuda a frenar el avance del cambio climático y de esta forma, previene las consecuencias de este.

# 1.9

## Opciones de financiamiento y estructuras de incentivos disponibles

### **1.9.1 ELEMENTOS CLAVES DE LA LEY 1715 DE 2014 ÚTIL PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS ELEGIBLES POR EL MECANISMO SECTORIAL DE MITIGACIÓN**

Inicialmente, como es conocido el objetivo de la Ley se enfoca en orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano, que garanticen el cumplimiento de los compromisos para la promoción y el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta a la demanda.

Entre sus propósitos, plantea la necesidad de estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y la utilización de energía, a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquéllas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen el desarrollo de tales fuentes en Colombia.

En relación con la promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la distribuida, en materia de la entrega de excedentes para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que se entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin.

De manera específica, a partir de la expedición de la Ley 1715 de 2014, se han establecido instrumentos importantes de apoyo al desarrollo de las FNCER, como son los siguientes (UPME - HART, 2014):

- **Art. 8:** la posibilidad a autogeneradores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración.
- **Art. 10:** la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGE), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas, a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional.
- **Art. 11 a 14:** la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50 % de la inversión en proyectos con FNCER, hasta por cinco años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14).
- **Art 15 a 23:** apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.

## 1.9.2 OPCIONES DE FINANCIAMIENTO SEGÚN LA NORMATIVA Y MERCADO COLOMBIANO

El país se ha fortalecido, dentro del sistema de inversiones y finanzas públicas, las posibilidades y opciones de financiar estrategias, proyectos y actividades tendientes a la mitigación o la adaptación al cambio climático.

Particularmente (Meirovich, Peters, & Rios, 2013) desarrollaron una revisión de mecanismos e instrumentos de financiamiento, para programas de cambio climático para América Latina y el Caribe, que se resumen a continuación:

**TABLA 1-11: Mecanismos e instrumentos financieros usuales en América Latina**

Mecanismo financiero	Descripción del mecanismo	Instrumentos financieros	Descripción del instrumento
Fondos nacionales para el cambio climático	El país puede recaudar, combinar y administrar todos los flujos de ingresos entrantes, tanto nacionales como internacionales, relacionados con el cambio climático, en un único fondo centralizado. Éste, a su vez, asigna recursos competitivamente a una serie de proyectos “verdes” en el país, a través de diversos instrumentos	Préstamos tradicionales y concesionales	Las instituciones de financiación para el desarrollo (IFD) –nacionales o internacionales- también propician la inversión extendiendo préstamos concesionales, que se caracterizan por períodos de amortización más prolongados y tasas de interés más bajas, entre otras condiciones más favorables que los préstamos y otras fuentes de capital a los que se puede acceder en el mercado
Mercados de carbono nacionales	Los países en desarrollo llevan a cabo esfuerzos para reducir la intensidad de las emisiones o el crecimiento de las emisiones de GEI en sectores económicos clave, con la asistencia financiera y tecnológica de los países desarrollados  Los flujos de ingresos de los mercados de carbono son privados y no pueden destinarse a las prioridades nacionales	Emisiones reducidas transables en mercados	Estos mercados son mecanismos donde se intercambian contratos de compra y venta; allí una parte interesada en reducir emisiones paga a otra que reduce por una cantidad determinada de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero  Se pueden comercializar a través de permisos de emisiones, certificados de reducción de emisiones originadas en proyectos y certificados de reducción de emisiones voluntarias.
		Canjes de deuda	Es la venta de deuda en moneda extranjera por el país acreedor a un inversionista que adquiere esa deuda, a un precio que le permite quedarse con un margen de beneficio. Ese inversionista puede luego canjear la deuda con el país deudor, en moneda local, por acciones en una empresa nacional o por una amplia variedad de proyectos de desarrollo.  Es importante maximizar el valor neto presente de la deuda seleccionada, de modo tal que los pagos mensuales sean suficientes para apuntalar un programa de cambio climático

Garantías

Los instrumentos de garantía son compromisos en virtud de los cuales un garante se compromete, a cambio de una comisión, a cumplir las obligaciones asumidas, por un préstamo frente a un prestamista en la eventualidad de que dicho prestatario no cumpla con esas obligaciones

Las garantías pueden asumir riesgos de recursos, regulatorios, de crédito del comprador o riesgos tecnológicos percibidos que pueden obstaculizar las inversiones del sector privado a tasas accesibles

Fuente: (Meirovich, Peters, & Rios, 2013)

Para el caso de los sectores seleccionados en el contexto de Colombia, se presenta a continuación algunas de las opciones de financiamiento para desarrollar inversiones, en favor de la eficiencia energética, mitigación de efectos de cambio climático, fuentes de energías alternativas, y otros proyectos de sostenibilidad ambiental. (Ver Tabla 1-12: Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades públicas nacionales en Colombia y Tabla 1-13: Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades privadas nacionales e internacionales y otros modelos).

**TABLA 1-12: Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades públicas nacionales en Colombia**

Tipo de instrumento	Nombre	Descripción
Fondo Nacional	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas ( FAER)	El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER –, creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el Decreto 1122 de 2008, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean las gestoras de planes, programas y proyectos de inversión priorizados, para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El fondo podría financiar hasta el 100 % de la inversión
Fondo Nacional	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI)	El fondo fue creado bajo la Ley 633 de 2000. El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y como resultado de su gestión, en la promoción de soluciones energéticas integrales, por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE).
Fondo Nacional, Eficiencia Energética y Energías Renovables	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE.	Ley 1715 de 2014 en su artículo 10 establece la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, cuyos recursos podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional.

Tipo de instrumento	Nombre	Descripción
Fondo Nacional, Eficiencia Energética y Energías Renovables	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE.	De esta manera, un instrumento que depende de su estructuración y reglamentación por parte del MME, el cual podrá contribuir, de manera importante, en la viabilidad de proyectos con FNCER que le representen claros beneficios al país.
Subsidios	Máximos subsidios para zonas no interconectadas	Bajo la resolución 180660, el MME provee la fórmula para calcular los subsidios máximos para usuarios residenciales.
Remuneración	Metodología general para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización en las zonas no interconectadas	Dicha metodología de remuneración considera el costo de la electricidad que pagan los usuarios + subsidios, con el fin de cubrir el costo de la actividad.
Incentivos fiscales	Excepción de impuestos, reducción de tasas corporativas y depreciación acelerada	Estas formas de incentivo a la inversión han sido establecidas por la Ley 0186 de 2012 y se han vuelto más fuertes después de la Ley 1715 de 2014. Estos incentivos se aplican para las tecnologías de energía renovable y proyectos piloto de ER. Estos incentivos se aplican para la Eficiencia Energética tales como calor residual, motores eléctricos, co-generación y vehículos eléctricos e híbridos.
Líneas de crédito	Infraestructura para el desarrollo sostenible	FINDETER es la institución financiera nacional, que a través de bancos comerciales financia proyectos de energía renovable a tasas de interés preferenciales y plazos de amortización largos.
Líneas de crédito entidad pública	Bancoldex línea de crédito: Eficiencia energética y Energía Renovable	A través de bancos comerciales, Bancoldex financia proyectos térmicos o eléctricos de las tecnologías renovables.
Líneas de crédito entidad pública	Bancoldex línea de crédito: Energía Renovable para Zonas No Interconectadas.	Línea de crédito de USD\$ 20 millones para zonas no interconectadas. Se encontraba bajo desarrollo, estaría disponible a mediados del 2016.
Líneas de crédito entidad pública	Bancoldex línea de crédito: Eficiencia energética y Energía Renovable	A través de bancos comerciales, Bancoldex financia proyectos de iluminación, motores eléctricos, calderas, refrigeración, entre otros.

**TABLA 1-13: Opciones de financiamiento ambiental, eficiencia energética y reducción de GEI, por parte de entidades privadas nacionales e internacionales y otros modelos**

Tipo de instrumento	Nombre	Descripción
Trust Fund	Línea de crédito verde	La secretaría de asuntos económicos del gobierno de Suiza (SECO) ha creado un fondo de INVERSIÓN por USD\$ 7 millones, para incentivar la eficiencia energética en pymes. Estos recursos son operados en una línea de crédito verde, controlada por el Centro Nacional de Producción Más Limpia (CNPML)
Equity Fund	Private equity Fund MGM international	Un fondo de inversión privado en eficiencia energética y energías renovables con una fuerte actividad en Colombia.
Banca Privada Nacional – Leasing	Bancolombia producto ambiental	Este banco privado ha desarrollado un mecanismo de leasing para financiar eficiencia energética y se ha asociado con compañías energéticas para ofrecer servicios completos a sus clientes.
Trust Fund	Fondo Mundial para el Medio Ambiente – GEF (Global Environment Facility)	El área focal de mitigación de cambio climático apoya proyectos en las siguientes áreas: transferencia de tecnología, energía renovable, eficiencia energética, sistemas urbanos de baja emisión de carbono, Cambios de Uso del Suelo, Forestería y agricultura.
Banca Internacional	Corporación Andina de Fomento - CAF	CAF promueve el desarrollo sostenible y la integración regional, mediante la prestación de servicios financieros a clientes de los sectores público y privado de los países accionistas. CAF propone alcanzar el 30 % de financiamiento verde para 2020, con el fin de apoyar en el proceso de transición a economías bajas en carbono y resilientes al clima. Entre sus productos y servicios destinados exclusivamente a negocios verdes, se incluye:

Tipo de instrumento	Nombre	Descripción
Banca Internacional	Corporación Andina de Fomento - CAF	<p>Cooperación técnica</p> <p>Préstamos de la Línea de Clima, con participación del el Banco Alemán de Desarrollo (KfW), que se destinan a financiar proyectos de energías renovables, eficiencia energética, protección ambiental en el sector industrial, movilidad que ahorra energía, adaptación al cambio climático y desarrollo ecológico de zonas metropolitanas.</p> <p>La facilidad de financiamiento climático basada en el desempeño, iniciativa que se implementa en colaboración con KfW y con recursos de donación de la Unión Europea, y entrega un incentivo económico no reembolsable.</p> <p>Como entidad acreditada del Fondo Verde para el Clima (Green Climate Fund), canalizará recursos de este Fondo.</p>
Banca Internacional	International Finance Corporation (IFC)	<p>IFC apoya tanto en sus operaciones de inversión como de asistencia técnica e investigación sobre riesgos comerciales del cambio climático, en proyectos de energía limpia en esferas como energías eólica, solar, geotérmica y de biomasa; uso eficiente de los recursos, reciclaje, líneas de producción más limpias, captación de carbono, deforestación evitada, fondos sobre cambio climático y financiamiento para instituciones financieras de ámbito local, con el fin de apoyar una serie de proyectos que no afecten negativamente el cambio climático.</p> <p>IFC ofrece varios productos de inversión en negocios sostenibles para ayudar a las empresas a crecer, a través de: Préstamos por cuenta propia de IFC, Préstamos sindicados, Inversiones en capital social, Inversiones en cuasicapital, Fondos de deuda y capital, Financiamiento para el comercio, Productos de gestión del riesgo, Financiamiento en moneda nacional, Financiamiento subnacional, Créditos y financiamiento del carbono, Financiamiento en condiciones concesionarias.</p>
Banca Internacional	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	<p>El BID trabaja conjuntamente con instituciones financieras públicas y privadas, así como con los ministerios de finanzas y planificación para implementar sistemas de control frente al cambio climático. Los fondos también fortalecen la capacidad del BID para ayudar a América Latina y el Caribe a mitigar y adaptarse al cambio climático, mediante el aprovechamiento de los recursos. Estos son los fondos con los que trabaja el BID actualmente: Adaptation Fund, Green Climate Fund, UKAid, InfraFund, SECCI.</p> <p>Además de lo anterior, facilita el intercambio de conocimientos y préstamos asistencia técnica, con el propósito de crear las capacidades necesarias para el uso eficaz de los mecanismos internacionales actuales y futuros para tomar medidas respecto al cambio climático.</p> <p>El BID también ofrece préstamos, capital, garantías de crédito, disponibles para pequeñas, medianas y grandes empresas, intermediarios financieros y organizaciones, sin fines de lucro y para el financiamiento directo de pymes, los cuales se amplían más adelante.</p>
Banca Privada Nacional	Banco Davivienda	<p>En materia de sostenibilidad ambiental y cambio climático el banco ofrece una Línea Verde, esta es una línea de crédito orientada a financiar proyectos de inversión con el objetivo de prevenir, manejar, y/o mitigar los impactos ambientales y la adaptación al cambio climático.</p> <p>Estos proyectos deben estar enfocados a optimizar los beneficios ambientales y sociales (proyectos sostenibles), cuyo resultado pueda ser medible cualitativa o cuantitativamente. Las líneas existentes para este tipo de crédito son: Producción más limpia, Eficiencia energética, Energía renovable, Infraestructura sostenible.</p>

**Fuente:** (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) , IFC, [https://www.thegef.org/gef/project\\_types](https://www.thegef.org/gef/project_types). <https://productos.davivienda.com/EmpresasyAgropecuarios/Cr%C3%A9ditoComercial/Cr%C3%A9ditodeLargoPlazo/L%C3%ADneasVerdes.aspx>

### 1.9.3 SOBRE LAS POSIBILIDADES DE FINANCIAMIENTO EN LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROYECTO (PROYECTO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN)

A partir de la lista anterior, a continuación, se presenta un resumen preliminar de las opciones de financiamiento más factibles para el sector industrial y energético colombiano, sin detrimento de las políticas comerciales y de priorización de los financiadores.

Se procurará presentar algunas de estas iniciativas e instrumentos, en función de las tres etapas que necesitan instrumentos diferentes (Ver Ilustración 1-7: Etapas de proyecto e instrumentos de financiación de proyectos de Eficiencia Energética y Energías renovables).

**ILUSTRACIÓN 1-7:** Etapas de proyecto e instrumentos de financiación de proyectos de Eficiencia Energética y Energías renovables<sup>28</sup>



Fuente: Autor

**TABLA 1-14:** Opciones de financiación según etapa de proyecto

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapa a la que se aplica
Bancoldex	<p>Línea de Crédito “Desarrollo Sostenible”</p> <p>Préstamos disponibles para empresas orientadas en la prevención y mitigación de los efectos negativos de la actividad empresarial sobre el medio ambiente. Se aplica a proyectos de disminución, en el uso de recursos no renovables, reducción o aprovechamiento de residuos líquidos, sólidos o emisiones atmosféricas y al mejoramiento de su calidad, entre otros.</p> <p>Las condiciones del crédito son:</p> <p>Personas naturales consideradas como micros, pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos</p> <p>El monto máximo por empresa es de hasta COP \$2.000.000.000</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación

<sup>28</sup> Un yieldco es un dividendo de empresa pública orientado al crecimiento, creado por una empresa matriz que agrupa activos renovables u operaciones contratadas a largo plazo, con el propósito de generar flujos de efectivo predecibles. Yieldcos asignación de efectivo disponible para la distribución (CAFD) cada año o trimestre a los accionistas en forma de dividendos. Esta inversión puede ser atractiva para los accionistas, porque esperan retornos de bajo riesgo (o rendimientos) que se proyectan, para aumentar con el tiempo. El capital levantado puede utilizarse para pagar costosa deuda o financiar proyectos nuevos a precios inferiores a los disponibles, a través del financiamiento de equidad fiscal. Tomado de [financere.nrel.gov](http://financere.nrel.gov)

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapas a la que se aplica
BancolDEX	<p>El plazo es de hasta seis años incluidos hasta seis meses de periodo de gracia</p> <p>Establece una tasa de redescuento de DTF E.A + 1.00 % E.A</p> <p>La tasa de interés para el empresario es libremente negociable con el intermediario financiero</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
BancolDEX	<p>Línea de Crédito “Bogotá Banca Capital Impacto Ambiental”</p> <p>Préstamo para proyectos encaminados a la prevención o minimización de la contaminación, la conservación y protección de los recursos naturales y la implementación de sistemas de control y monitoreo de los impactos generados por la actividad empresarial sobre el medio ambiente.</p> <p>Las condiciones del crédito son:</p> <p>Personas naturales y jurídicas ubicadas en la ciudad de Bogotá consideradas como micro, pequeñas y medianas empresas de todos los sectores económicos, que tengan como mínimo seis meses desarrollando su actividad económica y que tengan proyectos dirigidos a la conservación y la protección de los recursos naturales, así como para la implementación de sistemas de medición, control y monitoreo de los impactos generados por la actividad empresarial, sobre el medio ambiente. Los proyectos deben contar con previa aprobación de la Secretaría de Ambiente de Bogotá.</p> <p>Intermediario: Bancos, corporaciones financieras, compañías de financiamiento y cooperativas financieras, con cupo disponible en BancolDEX.</p> <p>El monto máximo por empresa es de hasta COP \$1.500.000.000</p> <p>El plazo es de hasta cinco años</p> <p>Periodo de gracias de hasta seis meses</p> <p>Amortización: Mensual o trimestral</p> <p>Tasa de Interés intermediario: DTF (E.A.) – 1 % (E.A.)</p> <p>Periodicidad pago de intereses: En su equivalente mes o trimestre vencido.</p> <p>Tasa de interés al empresario: Hasta DTF (E.A) + 7 % (E.A.).</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
BancolDEX	<p>Línea de Crédito “Modernización Empresarial”</p> <p>Financiamiento para inversiones para el aumento de la capacidad de producción, la actualización del aparato productivo, la adopción de nuevas tecnologías e innovación y la protección del medio ambiente. El crédito se puede realizar en pesos colombianos o dólares.</p> <p>Las condiciones del crédito son:</p> <p>Personas naturales y jurídicas consideradas micro, pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos</p> <p>Financia el 100 % de la necesidad de inversión</p> <p>El plazo es de:</p> <p>Préstamos en COP: hasta diez años, con hasta tres años de gracia incluidos</p> <p>Préstamos en USD: hasta diez años, con hasta un año de gracia incluido</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
BancolDEX	<p>Crédito “Proyectos de uso racional y eficiente de energía”</p> <p>Los recursos otorgados bajo este cupo especial de crédito deben destinarse a proyectos que optimicen el consumo de energía eléctrica o térmica, para mejorar los procesos e incrementar la productividad. Son financiables el diagnóstico e implementación de proyectos para el uso eficiente de la energía como: iluminación, motores de alta eficiencia, refrigeración, acondicionamiento de aire, generación de vapor (calderas), sistemas de medición y control de energéticos, optimización de procesos de combustión, recuperación de calor residual y co-generación.</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapas a la que se aplica
Bancolombia	<p>También son financiados proyectos de generación de energía eléctrica o térmica, a partir de fuentes renovables de energía como biomasa, energía solar, eólica, entre otras.</p> <p>Las condiciones del crédito son:</p> <p>Atiende tanto a las personas naturales como jurídicas consideradas micro, pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos</p> <p>Financia hasta COP \$1.500.000.000</p> <p>Tiene un plazo de diez años, incluido hasta un año de periodo de gracia</p> <p>Establece una tasa de redescuento en pesos de DTF (E.A) +0.70 (E.A) hasta seis años de plazo. Entre seis y diez años la tasa es de DTF (E.A) +0,85 % (E.A).</p> <p>Instrumentos de financiación: además de ofrecer crédito tradicional, cuenta con programas especiales como Innpulsa Colombia e Innpulsa Mipyme; la Banca de las Oportunidades y el Programa de Transformación Productiva.</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
Bancolombia (Rondón, 2011)	<p>Crédito ambiental: está diseñado para promover inversiones en tecnologías más limpias que contribuyan al desarrollo sostenible y se conviertan en ventajas competitivas para las pymes y cuenta con un subsidio que puede llegar hasta el 25 %, dependiendo del porcentaje del impacto alcanzado por el proyecto financiado.</p> <p>Modelo ESCO. Este mecanismo minimiza el riesgo manteniendo la propiedad de la tecnología adquirida, a través de <i>leasing</i> y el riesgo de pago vinculado al contrato entre la ESCO y la empresa beneficiaria del proyecto y además cuenta con incentivos económicos, financieros y tributarios.</p>	Etapa de planeación, Construcción y operación.
Bancolombia (Rondón, 2011)	Línea sostenibilidad: es un crédito con tasas preferenciales, periodos de gracia y asesoría técnica especializada sin costo, para la identificación, evaluación de proyectos que tengan que ver con procesos productivos de la empresa.	Etapa de planeación, Construcción y operación.
Bancolombia (Rondón, 2011)	Desarrollo sostenible: los recursos otorgados deben destinarse a financiar proyectos orientados a la mitigación de los efectos generados por la actividad empresarial. Bajo esta línea especial no se financian inversiones requeridas para desarrollar el objeto social de la empresa beneficiaria.	Etapa de planeación, Construcción y operación.
Bancolombia (Rondón, 2011)	Mercados de carbono: ofrecen atractivas alternativas de recursos financieros para empresas de países en vía de desarrollo que deseen ejecutar proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero.	Etapa de planeación, Construcción y operación.
Banco Davivienda	<p>Las líneas existentes para este tipo de crédito verde:</p> <p>Producción más limpia y eficiencia energética: está destinado a un segmento de pequeñas y medianas empresas, grupos empresariales y corporativos. El plazo de pagos es hasta de diez años, los montos a financiados desde \$100 millones y la amortización: mensual, trimestral, semestral.</p> <p>Energía renovable e infraestructura sostenible:</p> <p>Línea dirigida a segmento empresarial, corporativo y oficial. El plazo máximo es hasta doce años. El monto de financiación es desde \$100 millones. Los periodos de amortización son trimestral y semestral. Estos proyectos en todos los casos serán evaluados por departamento Sistema de Administración de Riesgo Ambiental y Sostenible.</p> <p>Entre las características de la línea verde se mencionan las siguientes:</p> <p>Tasa: Variable: DTF + puntos fijos.</p> <p>Garantía: Firma de pagaré por parte de la sociedad, y de ser necesario firma avalista, carta de instrucciones.</p> <p>Los desembolsos efectuados a proveedores de activos son exentos de gravamen de movimientos financieros (GMF).</p> <p>La documentación requerida se debe radicar en las oficinas de atención al público del banco desde la cual se asigna un ejecutivo para iniciar el estudio de crédito.</p>	Etapa de planeación, Construcción y operación.

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapas a la que se aplica
BID	<p>Préstamos y garantías parciales de crédito:</p> <p>El proyecto debe contribuir al desarrollo del país.</p> <p>Esta orientado a compañías rentables, con potencial de crecimiento y sin acceso suficiente a los mercados financieros y de capital locales. Empresas que manejan su información con transparencia y cumplen las normas legales contables, tributarias, laborales, sociales, de salud y ambientales y requisitos del Grupo BID.</p> <p>Clientes: disponible para pequeñas, medianas y grandes empresas, intermediarios financieros y organizaciones sin fines de lucro.</p> <p>Características: plazos largos, dólar y otras monedas a tasas de interés basadas en el mercado, fijas o flotantes.</p> <p>Ventanillas: Departamento del Financiamiento Estructurado y Corporativo (SCF, por sus siglas en inglés), Corporación Interamericana de Inversiones (CII), Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), y Oportunidades para la Mayoría (OM), por sus siglas en inglés).</p> <p>Tasa de Interés: <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35775840">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35775840</a></p>	<p>Etapas de planeación, Construcción y operación.</p>
BID	<p>Capital:</p> <p>El proyecto debe contribuir al desarrollo del país.</p> <p>Compañías rentables, con potencial de crecimiento y sin acceso suficiente a financiamiento en los mercados financieros y de capital locales. Empresas que manejan su información con transparencia y cumplen las normas legales contables, tributarias, laborales, sociales, de salud y ambientales y requisitos del Grupo BID.</p> <p>Clientes: inversiones directas e indirectas de las pymes e inversión de capital y fondos de capital emprendedor.</p> <p>Características: hasta US\$5 millones.</p> <p>Ventanillas: el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) y la Corporación Interamericana de Inversiones (CII).</p>	<p>Etapas de planeación, Construcción y operación.</p>
BID	<p>Garantías de riesgo político:</p> <p>El proyecto debe contribuir al desarrollo del país.</p> <p>Compañías rentables, con potencial de crecimiento y sin acceso suficiente a los mercados financieros y de capital locales. Empresas que manejan su información con transparencia y cumplen las normas legales contables, tributarias, laborales, sociales, de salud y ambientales y requisitos del Grupo BID.</p> <p>Clientes: grandes empresas e intermediarios financieros.</p> <p>Características: las garantías de riesgo político tienen comisiones que se determinan, con base en cada caso, según el riesgo cubierto y la naturaleza de la estructura de las garantías.</p> <p>Ventanilla: Departamento del Financiamiento Estructurado y Corporativo (SCF)</p>	<p>Etapas de planeación, Construcción y operación.</p>
BID	<p>Asistencia técnica:</p> <p>El proyecto debe contribuir al desarrollo del país.</p> <p>Compañías rentables, con potencial de crecimiento y sin acceso suficiente a financiamiento en los mercados financieros y de capital locales. Empresas que manejan su información con transparencia y cumplen las normas legales contables, tributarias, laborales, sociales, de salud y ambientales y requisitos del Grupo BID.</p> <p>Clientes: Disponible para pequeñas, medianas y grandes empresas, intermediarios financieros y organizaciones sin fines de lucro.</p> <p>Características: Montos de financiación no-reembolsables desde US\$100.000 a US\$2 millones; se requiere la financiación de contrapartida.</p> <p>Ventanillas: Departamento del Financiamiento Estructurado y Corporativo (SCF, por sus siglas en inglés), Corporación Interamericana de Inversiones (CII), Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), y Oportunidades para la Mayoría (OM), por sus siglas en inglés).</p>	<p>Etapas de planeación, Construcción y operación.</p>

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapa a la que se aplica
FINDETER	<p>A partir de diciembre del 2010 Findeter cuenta con un programa especial para financiar proyectos de mitigación de GEI, dentro de estos se incluyen:</p> <p>Reducir el consumo energético</p> <p>Generar energía de forma eficiente mediante fuentes renovables</p> <p>Reducir las emisiones de carbono</p> <p>Llevar a cabo proyectos para el MDL</p> <p>Estas medidas se pueden ver reflejadas en apoyo a la modernización y expansión del servicio de alumbrado, energías renovables tales como eólica, energía solar, energía mareomotriz, geotermia y biomasa y otras FNCE renovables, tal como se define en la Ley 1715 de 2014 del 13 de mayo del 2014. Sistema de co-generación y sistema de Autogeneración, tal como se define en la Ley 1715 de 2014 del 13 de Mayo del 2014 y cualquier otra inversión que se traduzca en una reducción de GEI.</p> <p>Ítems para financiar: Los tipos de proyectos e inversiones serán financiados entre otros, Estudios y diseño, Estructuración de proyectos, Construcción, Ampliación, Adecuación, Mejoramiento, Renovación, Dotación, Maquinaria y equipos, Adquisición de activos eléctricos (bombillas, luminarias, transformadores, redes aéreas o subterráneas, cámaras de inspección y canalización, postes, entre otros), Sistemas de monitoreo, Sistemas de seguimiento, Sistema de georreferenciación, Adquisición de terrenos o servidumbres siempre que estén directamente relacionados con las redes de alumbrado, iluminación o sistemas de generación con base de energías renovables.</p> <p>Las condiciones financieras del programa:</p> <p>El plazo máximo del préstamo es cinco años, incluido un período de gracia máximo de un año para capital</p> <p>Tasa de interés de redescuento: IPC + 3,5 % E.A. o DTF + 1,95 % T.A</p> <p>Tasa de interés final: negociada entre el beneficiario final y el banco intermediario</p> <p>Recursos de la línea COP\$150.000.000.000 (Ciento cincuenta mil millones de pesos).</p> <p>Los beneficiarios deberán presentar a FINDETER lo siguiente:</p> <p>Informes periódicos sobre la ejecución física y financiera del proyecto, cualquier otra información, registros gráficos y visitas a los proyectos que FINDETER considere pertinente. Se aplican condiciones y restricciones.</p> <p>Requisitos técnicos (documentos y/o proyectos):</p> <p>Objeto del proyecto, Certificado de representación legal, Código CIU, Estudios y diseños, Características de la tecnología a utilizar, Cantidades de obra y presupuesto, Situación actual o línea base, Cronograma de actividades e inversiones, Población beneficiada, empleos generados, Costo de energía, consumo de energía, Ahorro proyectado en costos y consumo de energía, Beneficios esperados con el proyecto, costo interventora.</p> <p>En resumen, Findeter ha concentrado su operación comercial en préstamos comerciales y no en donaciones ni préstamos concesionales para actividades de financiamiento climático. Con respecto a la distribución de préstamos por sectores, el 38 % se han destinado a financiar proyectos de energía.</p>	<p>Inicialmente por los requisitos técnicos se enfocaría en:</p> <p>Etapa de construcción</p> <p>Etapa de operación</p>
Colciencias	<p>Línea Bancoldex-Colciencias-Crédito reembolsable</p> <p>Línea Bancoldex-Colciencias-Crédito reembolsable con un incentivo a la innovación tecnológica. Es la línea de financiamiento para los proyectos de innovación, investigación y desarrollo tecnológico que tengan un interés comercial inmediato o que sean presentados por empresas radicadas en Colombia.</p>	<p>Según las propuestas presentadas y viabilizadas podría financiar:</p> <p>Etapa de planeación, Etapa de construcción</p> <p>Etapa de Operación</p>

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapas a la que se aplica
Colciencias	<p>El incentivo a la innovación consiste en el prepago de las primeras cuotas de capital del crédito redescuento BANCOLDEX. Las personas jurídicas o naturales con proyectos aprobados técnicamente por Colciencias y financieramente por el intermediario financiero que se beneficien de esta línea de crédito, pueden obtener de Colciencias un incentivo equivalente a un porcentaje determinado en la convocatoria.</p> <p>Requisitos legales o documentales: una vez estudiada la viabilidad de las propuestas presentadas en las convocatorias, se fijan las condiciones de financiamiento para los proyectos aprobados, se aprueba el presupuesto base (global y detallada) para la ejecución del objeto contractual, monto a otorgar, plazos de ejecución, obligaciones, entre otros, y se suscribe un contrato de común acuerdo entre las partes. Dentro de las obligaciones pactadas, se estipula la presentación de informes de ejecución financiera de los recursos entregados, razón por la cual los terceros deben remitir a los supervisores de los contratos, dependencia técnica de Colciencias, el informe financiero.</p>	<p>Según las propuestas presentadas y viabilizadas podría financiar:</p> <p>Etapas de planeación, Etapas de construcción</p> <p>Etapas de Operación</p>
Colciencias	<p>Recuperación contingente</p> <p>Es la línea de financiamiento que se otorga a proyectos cuyo desarrollo no genera beneficios económicos directos. Cuando a juicio de Colciencias se determine que el tercero ha incurrido en el incumplimiento de alguna de sus obligaciones, podrá declararse el incumplimiento del contrato, en cuyo caso se exigirá el reintegro del capital dado en financiamiento más intereses cuando haya lugar a éstos últimos.</p> <p>Requisitos legales o documentales: una vez estudiada la viabilidad de las propuestas presentadas en las convocatorias, se fijan las condiciones de financiamiento para los proyectos aprobados, se aprueba el presupuesto base (global y detallada) para la ejecución del objeto contractual, monto a otorgar, plazos de ejecución, obligaciones, entre otros, y se suscribe un contrato de común acuerdo entre las partes. Dentro de las obligaciones pactadas, se estipula la presentación de informes de ejecución financiera de los recursos entregados, razón por la cual los terceros deben remitir a los supervisores de los contratos, dependencia técnica de Colciencias, el informe financiero.</p>	<p>Según las propuestas presentadas y viabilizadas podría financiar:</p> <p>Etapas de planeación, Etapas de construcción</p> <p>Etapas de Operación</p>
Colciencias	<p>Cofinanciación</p> <p>Es la línea de financiamiento sugerida para programas estratégicos o proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación que sean desarrollados articuladamente entre una universidad, centro de investigación o instituto dedicado a la investigación (EJECUTORA) con una empresa o asociación de productores (BENEFICIARIAS), quienes recibirán los resultados de la investigación o desarrollo tecnológico. Por cada peso que invierta la empresa o asociación, Colciencias aporta un porcentaje del valor total del proyecto.</p> <p>Requisitos legales o Documentales: Una vez estudiada la viabilidad de las propuestas presentadas en las convocatorias, se fijan las condiciones de financiamiento para los proyectos aprobados, se aprueba del presupuesto base (global y detallada) para la ejecución del objeto contractual, monto a otorgar, plazos de ejecución, obligaciones, entre otros, y se suscribe un contrato de común acuerdo entre las partes. Dentro de las obligaciones pactadas, se estipula la presentación de informes de ejecución financiera de los recursos entregados, razón por la cual los terceros deben remitir a los supervisores de los contratos, dependencia técnica de Colciencias, el informe financiero.</p>	<p>Según las propuestas presentadas y viabilizadas podría financiar:</p> <p>Etapas de planeación, Etapas de construcción</p> <p>Etapas de Operación</p>
Colciencias	<p>Riesgo Tecnológico Compartido</p> <p>Es una financiación parcial del proyecto con un componente reembolsable y no reembolsable; dependiendo del éxito tecnológico y comercial del proyecto, se determinará el porcentaje condonable y el reembolsable. En la actualidad el objetivo es financiar la inversión en proyectos de innovación y desarrollo, con alto riesgo tecnológico y comercial, que realicen empresas micros, pequeñas y medianas, radicadas en Colombia.</p> <p>Requisitos legales o dDocumentales: una vez estudiada la viabilidad de las propuestas presentadas en las convocatorias, se fijan las condiciones de financiamiento para los proyectos aprobados, se aprueba del presupuesto base (global y detallada), para la ejecución del objeto contractual, monto que se va a otorgar, plazos de ejecución, obligaciones, entre otros, y se suscribe un contrato de común acuerdo entre las partes. Dentro de las obligaciones pactadas, se estipula la presentación de informes de ejecución financiera de los recursos entregados, razón por la cual los terceros deben remitir a los supervisores de los contratos, dependencia técnica de Colciencias, el informe financiero.</p>	<p>Según las propuestas presentadas y viabilizadas podría financiar:</p> <p>etapas de planeación, etapas de construcción</p> <p>etapas de operación</p>

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapa a la que se aplica
Mercados de Carbono	<p>Los mercados de carbono son ámbitos donde se intercambian contratos de compra y venta donde una parte paga a otra por una cantidad determinada de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).</p> <p>Los activos que se comercian en estos mercados son de tres tipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permisos de emisión: son asignados por los gobiernos de países desarrollados a empresas que son emisoras de GEI, en función de los compromisos de reducción de emisiones asumidos en el marco del Protocolo de Kioto. El mercado más importante es el europeo (EU ETS – <i>European Union Emission Trading Scheme</i>), donde se transan permisos llamados “EUAs” (<i>European Union Allowances</i>).</li> <li>- Certificados de reducción de emisiones originados en proyectos: son creados cuando un proyecto específico de mitigación llevado a cabo en un país en desarrollo o de Europa del Este, demuestra que reduce emisiones de GEI, en comparación con lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto. Los certificados generados por proyectos llevados a cabo en países en desarrollo en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) se llaman CER por sus siglas en inglés (<i>Certified Emission Reductions</i>). Por su parte, los certificados generados por proyectos ejecutados en países de Europa del Este, en el marco del mecanismo de Implementación Conjunta (IC) son denominados “ERU” (<i>Emission Reduction Units</i>). Tanto el MDL como la IC son mecanismos contemplados en el Protocolo de Kioto.</li> <li>- Certificados de reducción de emisiones voluntarias: son los certificados que se comercian en los mercados de carbono voluntarios.</li> </ul> <p>Por otro lado, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es uno de los tres mecanismos establecidos en el Protocolo de Kioto para facilitar la ejecución de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por las Partes que son países en vías de desarrollo en cooperación con países desarrollados.</p> <p>El MDL se encuentra definido en el Artículo 12 del Protocolo y tiene como objetivo, por un lado, ayudar a los países desarrollados a cumplir sus metas de limitación y reducción de emisiones de GEI, y por el otro, ayudar a los países en desarrollo, a lograr de un desarrollo sostenible.</p> <p>El mecanismo permite que los países en desarrollo se beneficien de las actividades de proyectos que tengan por resultado reducciones certificadas de emisiones, y que los países desarrollados utilicen las reducciones certificadas de emisiones resultantes de esas actividades de proyectos para contribuir al cumplimiento de una parte de sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos</p> <p>Es un mecanismo de mercado, ya que los créditos resultantes de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero o la absorción en los sumideros, se comercializan, Quien los adquiere, los contabiliza para el logro de los compromisos de reducción asumidos.</p> <p>Adicionalmente se han desarrollado mercados de carbono domésticos. Colombia se encuentra analizando la posibilidad de desarrollar un mecanismo de comercio de emisiones para transporte.</p>	Etapa de Operación
CAF – Banco de Desarrollo de América Latina	<p>El banco CAF tiene programas estratégicos que buscan la alineación con la estrategia internacional de construcción del desarrollo sostenible para migrar a economías bajas en carbono y la sinergia con los Objetivos de Desarrollo del Milenio, el Pacto Global, las tres convenciones de la Organización de Naciones Unidas sobre desertificación, biodiversidad y cambio climático, y la Agenda 21 y la Conferencia de Naciones Unidas sobre Desarrollo Sostenible (Río+20).</p> <p>Se destaca la Unidad de Cambio Climático, que tiene como objetivo contribuir al desarrollo de una economía baja en carbono, para reducir el impacto del calentamiento global, mediante el desarrollo y el apoyo de acciones de mitigación de los gases efecto invernadero y de adaptación a los escenarios climáticos cambiantes.</p> <p>Se busca fortalecer y apoyar el desarrollo de los mercados de carbono, como un incentivo que permita lograr reducciones de gases efecto invernadero. Esta unidad desarrolla los siguientes proyectos.</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación

Entidad	Descripción del sistema de financiación	Etapas a la que se aplica
CAF – Banco de Desarrollo de América Latina	<p>Programa de mitigación al cambio climático</p> <p>Promueve un desarrollo bajo en emisiones de carbono en los países de la región, a través de la adopción de políticas, planes, regulaciones y proyectos de mitigación. Su ámbito de aplicación puede ser nacional, sectorial, sub sectorial, regional o local, según las iniciativas de los sectores público y privado.</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
	<p>Contribuye a la mitigación de la problemática global del cambio climático, a través de los mercados de carbono, que incentiven de manera efectiva y eficiente las decisiones de los actores económicos, hacia la reducción de las emisiones de GEI.</p> <p>Programa de vulnerabilidad y adaptación al cambio climático</p> <p>Promueve procesos planificados de adaptación al cambio climático, en el ámbito de políticas, planes, programas y proyectos, para orientar la construcción del desarrollo sostenible de los países de América Latina.</p>	
CAF – Banco de Desarrollo de América Latina	<p>Préstamos</p> <p>Condiciones del préstamo CAF:</p> <p>Financia infraestructura relacionados con la vialidad, el transporte, las telecomunicaciones, la generación y transmisión de energía, el agua y el saneamiento ambiental; así como también los que propician el desarrollo fronterizo y la integración física entre los países accionistas.</p> <p>Plazo: corto (un año), mediano (uno a cinco años) y largo (más de cinco años) plazo disponibles</p> <p>Tasa de Interés: convenida entre las partes</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
	<p>Financiamiento estructurado</p> <p>Es una modalidad de financiamiento otorgado bajo una estructura de garantías limitadas, y donde los recursos (deuda y capital) aportados para financiar el proyecto únicamente son remunerados con el flujo de caja generado por el mismo.</p> <p>Usualmente, la construcción y posterior operación de estos proyectos se fundamentan en numerosos y diversos contratos, con los cuales se logra alcanzar una distribución de los riesgos, de manera balanceada entre todas las partes. Entre éstos, resaltan aquellos especialmente destinados a mitigar ciertos riesgos de los acreedores financieros.</p>	
CAF – Banco de Desarrollo de América Latina	<p>Garantías y avales</p> <p>Las garantías parciales y avales son productos que presta CAF a gobiernos nacionales, subnacionales, empresas públicas, privadas o mixtas y a instituciones financieras, con la finalidad de respaldar operaciones de crédito otorgadas por otras fuentes.</p> <p>Las garantías parciales se utilizan para mejorar la calificación de riesgo crediticio de emisiones de deuda de los clientes, con el objetivo de facilitarles el acceso a nuevos mercados o inversionistas, y mejorar las condiciones a las cuales pueden obtener financiamiento por sí solos. Ayuda al cliente a obtener el financiamiento requerido.</p>	Aplicable a las etapas de planificación, construcción y operación
	<p>Líneas de Crédito</p> <p>Las líneas de crédito son una facilidad que se otorga a un cliente hasta por un límite determinado y que le permite, durante el período de vigencia de la facilidad, solicitar el financiamiento de varias operaciones de naturalezas semejantes e independientes entre sí. El monto de la línea de crédito y las condiciones de cada operación serán establecidos por CAF durante el proceso de evaluación.</p> <p>Las líneas de crédito pueden ser de corto plazo (un año), mediano plazo (de uno a cinco años) y excepcionalmente de largo plazo (más de cinco años).</p> <p>CAF podrá financiar operaciones, con riesgo soberano y operaciones de clientes con riesgo no soberano.</p>	

**Fuente:** [www.unisabana.edu.co](http://www.unisabana.edu.co), <ftp://ftp.colciencias.gov.co>, <http://finanzascarbono.org/>, <http://www.findeter.gov.co/>, <http://www.bancoldex.com>, <http://www.caf.com/es/productos-y-servicios/>, [https://www.unisabana.edu.co/fileadmin/Documentos/Investigacion/Guia\\_Informes\\_Financieros\\_2010\\_Colciencias.pdf](https://www.unisabana.edu.co/fileadmin/Documentos/Investigacion/Guia_Informes_Financieros_2010_Colciencias.pdf), [http://www.findeter.gov.co/ninos/publicaciones/tasas\\_aplicables\\_\(tasas\\_de\\_redescuento\)\\_pub](http://www.findeter.gov.co/ninos/publicaciones/tasas_aplicables_(tasas_de_redescuento)_pub), [http://www.bancoldex.com/documentos/2847\\_Circular\\_010\\_2011.pdf](http://www.bancoldex.com/documentos/2847_Circular_010_2011.pdf)

# 1.10

## Resultados

Como resultado del estudio y la definición del alcance del MSM, se concluye que:

1. Los sectores de co-generación y energías renovables en Colombia presentan importantes potenciales de mitigación estimados en 4,6 Mt CO<sub>2</sub>/año en el 2021, de los cuales se identificaron más de cinco potenciales proyectos específicos con 739.749 t CO<sub>2</sub>/año (ver Tabla 1-8), por lo cual parece viable la aplicación del mecanismo PBC. Se buscará concretar la participación de tres a cinco de estos proyectos como Actividades de Mitigación en el PBC.
2. La incertidumbre de desabastecimiento e incremento en el costo del gas natural limita la realización de proyectos de co-generación industrial a corto plazo, que resultaban viables con valores hasta 5,5 USD/MBTU, por lo que se descartó esta fuente para el MSM.
3. La co-generación a partir de biomasa en el subsector azucarero presenta un alto grado de desarrollo, experiencia y probabilidad de ejecución de proyectos para exportación de energía al SIN, con un potencial de 155 MWe, que son aplicables a la fase piloto del MSM.
4. La co-generación a partir de residuos del proceso de extracción de aceite de palma

indica un gran potencial futuro cercano a los 373 MW, pero con muy pocos proyectos maduros para su inicio en los próximos dos años, que escasamente llegarían a los 5 MWe.

5. Para el subsector solar fotovoltaico se ha identificado una central generadora que entrará en operación en el periodo de operación del Mecanismo Sectorial de Mitigación (2017-2021).
6. La energía eólica también presenta un potencial muy importante, superior a los 1.174 MWe, pero las barreras de licenciamiento y consulta previa, junto con la carencia de infraestructura de interconexión retrasarán la entrada en operación de proyectos y solo se contarían con 32 MWe para la fase piloto del MSM.
7. La energía hidráulica ha sido tradicionalmente la fuente energética de mayor uso en Colombia, con una capacidad instalada que no llega al 20 % del potencial evaluado; igualmente las PCHs han demostrado su aplicabilidad, incluso en las ZNI. En el SIN, se identificaron algunos proyectos maduros para su ejecución, por lo que se considerará esta tecnología en la fase piloto del MSM.
8. A la fecha de hoy, y con la mejor información obtenida en el marco de esta consultoría, no existen proyectos que actualmente se estén llevando a cabo para zonas no interconectadas de un tamaño tal que le permita ser elegible para el MSM. Por lo expuesto, no se considerarán las ZNI como posibles fuentes de proyectos para el MSM. En caso de que desde el gobierno se den las señales para la implementación de nueva capacidad en ZNI, a partir de fuentes renovables de energía, y con programas que abarquen a usuarios de diferentes localidades o centros poblados, se podría considerar la inclusión de proyectos de ZNI para el MSM.
9. Colombia cuenta con un grupo de políticas, estrategias y programas, desarrollados en un marco legal que favorece la aplicación del MSM y la promoción de mecanismos financieros como el PBC, fortalecidos con la suscripción del acuerdo de París COP21, como lo es el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA), reglamentado en el Decreto 298 de febrero de 2016, con el fin coordinar, articular, formular, hacer seguimiento

y evaluar las políticas, normas, estrategias, planes, programas, proyectos, acciones y medidas, en materia de adaptación al cambio climático y de mitigación gases efecto invernadero, cuyo carácter intersectorial y transversal implica la necesaria participación y corresponsabilidad las entidades públicas del orden nacional, departamental, municipal o distrital, así como de entidades privadas y entidades sin ánimo lucro.

10. La oferta de alternativas de financiación de proyectos de eficiencia energética y energías renovables abarca fondos públicos, privados, multilaterales e internacionales que facilitan la realización del MSM, al igual que los incentivos tributarios establecidos por el gobierno colombiano, que se han integrado en la Ley 1715 de 2014 del 2014.
11. Por último, de acuerdo conl análisis sectorial, se definen las siguientes actividades de mitigación elegibles para el MSM:
  - **Proyectos nuevos de generación de electricidad con FNCER:** solares fotovoltaicos, eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas que inyectan la electricidad generada al SIN.
  - **Proyectos de co-generación con biomasa:** implementación de proyectos de co-generación en los subsectores de ingenios azucareros y de extractoras de palma de aceite:
    - » **Subsector de ingenios azucareros:** proyectos nuevos y de repotenciación, para inyectar electricidad al SIN y proyectos de repotenciación para aumentar la energía inyectada al SIN (en caso de instalaciones que en ausencia de la actividad de mitigación estén inyectando electricidad al SIN). Para este subsector se consideran sistemas de co-generación, con biomasa o con una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil.
    - » **Subsector de extractoras de palma de aceite:** proyectos de co-generación nuevos para el autoabastecimiento de electricidad y proyectos de co-generación nuevos para el autoabastecimiento de electricidad y para exportar al SIN el excedente de electricidad generada. Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa como combustible exclusivo.

02

---

# Concepto del mecanismo sectorial de mitigación

---

# 2.1

## Estructura del MSM

El Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) es una iniciativa que se diseña en el marco de la Facilidad de Financiamiento Climático basado en el Desempeño, la cual ejecuta CAF, en cooperación con el Banco Alemán de Desarrollo Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), con recursos de la Facilidad de Inversiones en América Latina (LAIF, por sus siglas en inglés) de la Comisión Europea y que tiene como objetivo fomentar el desarrollo sostenible y bajo en carbono de la región. Además, la iniciativa cuenta con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía (MME), para lo cual firmó un Memorando de Entendimiento con CAF.

El MSM considera lograr la mitigación real y medible de emisiones de GEI, a través de financiamiento climático basado en desempeño (PBC, por sus siglas en inglés) en Colombia, en dos sectores seleccionados: eficiencia energética en la industria y generación de energías renovables.

El programa apunta a reducir las emisiones de GEI mediante dos mecanismos: en primer lugar, reducción de la demanda de combustibles fósiles, a través del aumento de la eficiencia de la energía eléctrica y térmica usada en el sector industrial, y en segundo lugar, reducción del uso de combustibles fósiles usados para generar electricidad para entregar al SIN.

En el sector de eficiencia energética en industria, se considera la mitigación de emisiones de GEI por generación de electricidad, mediante la implementación de sistemas de co-generación, específicamente las tecnologías consideradas para la mitigación son:

- Co-generación a biomasa en ingenios azucareros (caña)
- Co-generación a biomasa en plantas extractoras de palma de aceite

En el caso del sector de energías renovables, las tecnologías consideradas para la mitigación son:

- Eólico conectado al SIN
- Solar fotovoltaico conectado al SIN
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) conectado al SIN

La fecha prevista de inicio de la implementación del MSM corresponde al año 2017 y se considera un periodo de cinco años, es decir, hasta el año 2021.

En cuanto a la reducción de emisiones de GEI, el Mecanismo considera una meta de reducción de 500.000 toneladas de CO<sub>2</sub> acumuladas al año 2021.

Por su parte, la estructura preliminar de MSM considera tres aspectos: técnicos, institucionales y financieros. A su vez, cada uno de estos aspectos contiene diferentes componentes los cuales se presentan en la siguiente ilustración.

*El contenido de este capítulo corresponde al desarrollo de los aspectos antes mencionados y de las respectivas componentes de cada uno de estos.*

### ILUSTRACIÓN 2-1: Componentes del Mecanismo Sectorial de Mitigación



# 2.2

## Ciclo del MSM

### 2.2.1 ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MSM

El presente numeral se desarrolló con el propósito de facilitar la comprensión de la Implementación del Mecanismo Sectorial de Mitigación y su relación con la implementación de los proyectos.

En la siguiente ilustración se muestra la relación entre ambos procesos:

#### ILUSTRACIÓN 2-2: Flujo de Implementación del MSM





A continuación se presenta la descripción de cada etapa estableciendo:

- **Objetivo:** señala los propósitos de la actividad dentro del MSM.
- **Alcance:** señala los responsables del desarrollo de las actividades descritas en la etapa.
- **Actividades:** menciona en forma cronológica las actividades que componen cada etapa y las responsabilidades asociadas.
- **Registros/Evidencia:** señala los documentos que deben ser archivados para demostrar el cumplimiento de la actividad.

### 2.2.1.1 Etapa 1: Solicitud de ingreso al MSM

- **Objetivo:** generar la información necesaria para evaluar una solicitud de ingreso al MSM.
- **Alcance:** las actividades descritas a continuación son aplicables al Desarrollador de Proyectos.
- **Actividades:**

1. Generación de expresión de interés

y PIN preliminar del proyecto

El Desarrollar del Proyecto que desee postular al MSM debe:

- » Generar una expresión de interés.
- » Generar PIN preliminar del proyecto

Esta documentación se debe presentar a CAF.

El PIN preliminar del proyecto:

- » Establece la identificación del proyecto y del potencial de reducción de emisiones que tiene la actividad de mitigación.
- » Contiene la información suficiente para evaluar la objetividad de cada proyecto, según los criterios de elegibilidad presentes en el punto 2.3.2.

- **Registros/evidencias:**

- » Manifestación de Interés de Participación en el MSM
- » PIN Preliminar

### 2.2.1.2 Etapa 2: Evaluación de la solicitud y priorización del portafolio de proyectos

- **Objetivos:**

- » Evaluar cada solicitud de ingreso al MSM
- » Priorizar el portafolio de proyectos en evaluación

- **Alcance:** las actividades descritas a continuación, son aplicables a la Corporación Andina de Fomento (CAF)

- **Actividades:**

#### 1. Evaluación de las Solicitudes de Ingreso al MSM

CAF deberá revisar el PIN preliminar de los proyectos y seleccionar aquellos que cumplan todos los criterios de elegibilidad establecidos en el punto 2.3.2 del presente informe.

En el caso de contar con un portafolio de proyectos cuyas reducciones emitidas de GEI excedan la meta de reducción del mecanismo (500 mil toneladas) o el monto máximo de € 4 millones, CAF debe desarrollar la priorización de proyectos.

Se debe desarrollar la priorización considerando la metodología descrita en el numeral 2.3.3 del presente informe.

Tanto el proceso de selección como priorización de proyectos será desarrollado por CAF.

## 2. Información de los resultados de la evaluación

CAF debe informar a los desarrolladores de proyectos, el resultado del proceso de evaluación, para lo cual debe utilizar la Carta Modelo para aprobar o descartar proyectos.

- **Registros/evidencias**

- » PIN Preliminar
- » Carta Modelo para aprobar o descartar proyectos

### 2.2.1.3 Etapa 3: Formalización de la participación en el MSM

- **Objetivo:** Generar los contratos que regulen la participación del promotor en el Mecanismo Sectorial de Mitigación.
- **Alcance:** Las actividades descritas a continuación son aplicables a la Corporación Andina de Fomento (CAF) y al Desarrollador de Proyecto
- **Actividades:**

#### 1. Desarrollo de Carta de Intención

La Carta de Intención confirma formalmente el interés manifestado por el Desarrollador del Proyecto para diseñar, implementar y operar la Actividad de Mitigación dentro del MSM.

Por lo cual la Carta de Intención debe contener:

- » Los términos y las condiciones, así como

las actividades que se deben desarrollar para el diseño y la implementación de la actividad de mitigación.

- » Los roles y las responsabilidades que debe asumir el desarrollador del proyecto.

CAF debe generar la Carta de Intención, que presente al desarrollador de proyectos seleccionado para la formalización de participación en el MSM.

La carta de intención deber ser firmada por el desarrollador de proyectos y CAF, en los plazos fijados por CAF.

## 2. Generación del Documento de Diseño de Actividad de Mitigación (DDAM)

El DDAM es el documento informativo que será elaborado por el desarrollador de proyectos, de acuerdo con el formato y los requisitos exigidos por CAF.

Para generar este documento, el desarrollador de proyectos puede solicitar el apoyo de CAF.

Nota 1: Ver Tabla 2-1.

### • Registros/evidencias

- » Documento de actividad de mitigación
- » Carta de intención

## 2.2.1.4 Etapa 4: Acuerdo de desempeño

- **Objetivo:** generar los contratos que regulen la participación del Promotor en el MSM.
- **Alcance:** las siguientes actividades son aplicables a la Corporación Andina de Fomento (CAF), al Desarrollador de Proyectos y al Banco de Desarrollo Alemán (KfW)
- **Actividades**

### 1. Redacción de acuerdo de desempeño

El acuerdo de desempeño es el contrato que será firmado entre CAF y el desarrollador de proyectos y establecerá los términos y las condiciones, para su participación en el MSM, incluyendo entre otros:

- » El detalle de los incentivos basados en desempeño a proporcionarse al desarrollador del proyecto
- » Las obligaciones del desarrollador del proyecto, en relación con la implementación y el desempeño de la actividad de mitigación a su cargo
- » Los reportes de monitoreo correspondientes

CAF tiene la responsabilidad de:

- » Generar el acuerdo de desempeño
- » Enviar a KfW el Acuerdo de Desempeño y solicitar la no objeción para su firma

## 2. Revisión y firma de acuerdo del desempeño

KfW debe revisar el acuerdo de desempeño.

A partir de la aprobación de KfW, CAF podrá proceder a la firma del Acuerdo de Desempeño con el desarrollador de proyecto.

### • Registros/evidencias

- » Carta o mensaje electrónico de aprobación de KfW
- » Acuerdo de desempeño firmado

## 2.2.1.5 Etapa 5: Implementación del sistema de monitoreo

- **Objetivo:** generar el plan de monitoreo y verificación definitivo
- **Alcance:** las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyecto y a la Corporación Andina de Fomento (CAF)

### • Actividades

#### 1. Implementación del plan de monitoreo durante la puesta en marcha del proyecto

El desarrollador de proyecto debe desarrollar, al menos, las siguientes acciones:

- » Generar e implementar el Plan MRV, con base en los lineamientos establecido en el MSM.
- » Generar la estructura organizacional y los canales de comunicación de los resultados de implementación del plan de monitoreo.

## 2. Validación y aprobación del Plan MRV definitivo

Durante el proceso de generación del Plan MRV, CAF tendrá las siguientes responsabilidades:

- » Entregar asesoría técnica, en caso de que sea requerido por el desarrollador de proyectos.
- » Revisar y aprobar el plan MRV definitivo, en un plazo previamente definido.

Nota 1: Ver Tabla 2-1.

### • Registros/evidencias

- » Plan MRV según tipo de proyecto
- » Carta de Aprobación del Plan MRV definitivo

## 2.2.1.6 Etapa 6: Desarrollo de monitoreo y reporte

- **Objetivo:** Realizar mediciones y generar los reportes según lo establecido en el Plan de Monitoreo y Verificación Definitivo
- **Alcance:** las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyectos y a la Corporación Andina de Fomento (CAF)
- **Actividades:**

### 1. Ejecución de monitoreo y reporte

Durante la ejecución del monitoreo y reporte, el desarrollador de proyecto tendrá las siguientes responsabilidades:

- » Cumplir lo establecido en el Plan MRV aprobado por CAF
- » Enviar los resultados del monitoreo a CAF, a través del formato de Reporte de Monitoreo

- » Informar cualquier desviación del plan MRV a CAF.

## 2. Recepción y aprobación del reporte de monitoreo

Durante la ejecución del monitoreo y reporte, CAF tendrá las siguientes responsabilidades:

- » Revisar y aprobar, de ser el caso, los reportes de monitoreos recibidos del desarrollador de proyectos.
- » Entregar asistencia técnica, en caso de desviaciones en el sistema de monitoreo que la ameriten.

Nota 1: Ver Tabla 2-1.

- Registros/evidencias
  - » Reporte de Monitoreo y anexos
  - » Carta de Aprobación del Reporte de Monitoreo

### 2.2.1.7 Etapa 7: Auditoría de verificación

- **Objetivo:** verificar el cumplimiento del Reporte de Monitoreo por parte de una empresa de verificación independiente.
- **Alcance:** Las siguientes actividades las debe cumplir el desarrollador de proyectos, a CAF y a la empresa verificadora
- **Actividades:**

#### 1. Programación de la verificación

CAF tendrá la responsabilidad de generar el contacto entre la empresa verificadora y el desarrollador de proyectos.

#### 2. Planificación de la verificación

La empresa verificadora tendrá la responsabilidad de revisar los antecedentes de los desarrolladores de proyectos (Plan MRV y Contactos de los desarrolladores de proyectos) y desarrollar el plan de verificación preliminar.

El Plan de verificación será informado a CAF y coordinado con el desarrollador de proyecto.

### 3.Verificación

La empresa de verificación desarrollará la verificación, que puede ser *in situ*, según lo establecido en el plan de verificación acordado previamente.

El Plan de verificación debe contener la siguiente información:

- » Objetivo y alcance
- » Criterios de verificación
- » Programación de actividades de verificación

El desarrollador de proyectos tendrá la responsabilidad de facilitar el proceso de verificación, también si esta se realiza *in situ*.

El proceso de verificación debe cumplir el protocolo de verificación acordado con CAF. Este protocolo debe contener al menos las siguientes etapas:

- » Reunión de apertura, desarrollada para revisar el plan de verificación y aclarar los alcances de la verificación
- » Desarrollo de verificación (*in situ*)
- » Reunión de clausura, desarrollada para comunicar los resultados generales de la verificación

Los resultados finales de la verificación se documentarán, a través del Reporte de Auditoría de Verificación que el desarrollador de proyectos enviará a CAF.

#### • Registros/evidencias

- » Reporte de Auditoría de Verificación, Certificado

### 2.2.1.8 Etapa 8: Pago por desempeño (desembolso del incentivo)

- **Objetivo:** generar los desembolsos asociados a los proyectos participantes del MSM.
- **Alcance:** las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyectos, a CAF y a KfW.
- **Actividades:**

#### 1. Recepción y revisión de Reporte de Verificación

CAF tiene las siguientes responsabilidades:

- » Revisar el informe de verificación emitido por la entidad de verificación. En el caso que el resultado sea favorable, debe enviar a KfW una solicitud de desembolso.
- » Informar el resultado de la verificación al desarrollador de proyecto, para lo cual deberá utilizar la Carta de información de resultados de verificación.

El desarrollador de proyectos debe emitir la factura correspondiente al incentivo.

#### 2. Gestión de desembolso

KfW tiene la responsabilidad de desarrollar la transferencia o pago al desarrollador de proyecto.

- **Registros/evidencias:**
  - » Carta de información de resultados de verificación
  - » Solicitud de desembolso
  - » Factura

### 2.2.2 NECESIDADES DE ASISTENCIA TÉCNICA

En la siguiente Tabla se detallan las instancias de asistencia técnica identificadas en el Contexto del MSM, las cuales podrían ser apoyadas por CAF.

Las actividades 1 a la 3 presentes a continuación, se pueden visualizar directamente en el flujograma del

MSM, y son consideradas estratégicas para el éxito del MSM, mientras que las actividades 4 a la 6, si bien están relacionadas con el MSM, se pueden considerar opcionales y dependerán de la pertinencia temporal y del interés particular en alguna de los proyectos en evaluación, donde la asistencia técnica de CAF pueda justificarse. Por su parte, la actividad 7 es obligatoria.

**TABLA 2-1: Asistencia técnica de CAF**

ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN	ESTIMACIÓN DE COSTOS <sup>29</sup>
<p><b>1.Apoyo en el Desarrollo del Documento de Actividad de Mitigación</b></p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Formalización de Participación en el MSM” del Flujograma de implementación del MSM.</p>	8.000 – 12.000 USD <sup>30</sup>
<p><b>2.Implementación del Sistema de Monitoreo</b></p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Implementación del Sistema de Monitoreo y Reporte” del flujograma de implementación del MSM.</p> <p>Contempla asistencia técnica durante la implementación del Plan de Monitoreo y Reporte, a través de visitas presenciales a las instalaciones en las cuales se revisará el cumplimiento del Plan de monitoreo y reporte y se guiará en caso de detectar desviaciones que pudiesen afectar los resultados.</p>	6.000 – 10.000 USD <sup>31</sup>
<p><b>3.Desviaciones durante la Etapa de Monitoreo y Reporte</b></p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Desarrollo de Monitoreo y Reporte” del flujograma de implementación del MSM.</p> <p>Esta actividad comprende apoyar al desarrollador del proyecto en la implementación de los planes de acción necesarios, en caso de detectar desviaciones que afecten el Plan MR.</p>	Sin valor de referencia <sup>32</sup> .
<p><b>4.Elaboración de Estudios Adicionales que puedan surgir de la etapa de debida diligencia, previa a la firma del acuerdo de desempeño</b></p> <p>Comprende la generación de estudios adicionales durante la etapa de evaluación financiera del proyecto. Algunos de estos estudios pueden surgir de la Debita Diligencia efectuado al desarrollador del proyecto.</p>	Sin valor de referencia <sup>33</sup>
<p><b>5.Cálculo de factor de emisión por la UPME</b></p> <p>Esta actividad comprende:</p> <p>Apoyo a la UPME en el cálculo del factor de emisión, en el caso de ser necesario</p> <p>Verificación por una entidad verificadora independiente</p>	8.000 – 10.000 USD (apoyo cálculo)6.000 – 8.000 USD (verificación)
<p><b>6.Selección de la entidad verificadora</b></p> <p>Esta actividad contempla apoyo en el proceso de selección de la entidad verificadora independiente.</p>	8.000 – 12.000 USD
<p><b>7.Verificación anual de los proyectos participantes del MSM</b></p> <p>Esta actividad contempla el apoyo en la etapa de verificación anual de cada proyecto.</p>	4.200 – 6.400 USD

<sup>29</sup> Valores referenciales basados en estimaciones ver sección 2.3.5.5

<sup>30</sup> Depende del tipo de proyecto

<sup>31</sup> Depende del tipo de proyecto

<sup>32</sup> No se puede estimar el costo debido a que no se conoce el alcance de los estudios

<sup>33</sup> No se puede estimar el costo debido a que no se conoce el alcance de los estudios

## 2.3

# Aspectos técnicos

### 2.3.1 ADICIONALIDAD

La adicionalidad corresponde al efecto que tiene un proyecto de reducir emisiones de GEI, más allá de la reducción que se produciría de no realizarse dicho proyecto. La adicionalidad es uno de los requisitos más importantes, para definir si un proyecto es o no un proyecto de mitigación de GEI y, por ende, si es elegible para financiamiento climático en el marco del MSM. En este numeral se analiza la adicionalidad de las actividades de mitigación elegibles dentro del MSM.

En el MDL, uno de los criterios importantes para determinar la adicionalidad es establecer si el proyecto es una práctica común, o no. Esto es relevante porque arroja la existencia, o no, de barreras para la implementación de proyectos. Por ejemplo, si una tecnología enfrenta barreras teóricas, pero es ampliamente aplicada en un país, es una muestra de que las barreras no son difíciles de superar en la realidad. Al mismo tiempo, si se identifican barreras a una tecnología y se observa que la tecnología además es poco utilizada o bien está ausente en el país, es una evidencia empírica de la dificultad en superar las barreras identificadas.

Este principio está plasmado en documentos MDL tales como: el Procedimiento de adicionalidad automática

de la metodología ACM0002 de generación eléctrica de proyectos de energía renovables conectados a la red (ACM0002: *Grid-connected electricity generation from renewable source*<sup>34</sup>), Procedimiento para definir adicionalidad automática de proyectos micro-escala (*Demonstration of additionality of microscale project activities*<sup>35</sup>), y la Herramienta de práctica común (*Methodological Tool Common Practice*<sup>36</sup>), los cuales establecen criterios de adicionalidad, basados en el grado de utilización de una determinada tecnología en el país. Bajo este principio, se considera que un criterio relacionado con el grado de aplicación de una tecnología es apto para establecer la adicionalidad de proyectos para el MSM. En el contexto de las barreras identificadas en el capítulo 1 de este documento, la confirmación de que una tecnología no es aplicada con frecuencia es una muestra adecuada de su adicionalidad.

Los tres procedimientos MDL mencionados anteriormente consideran criterios basados en capacidad instalada (MW instalados), para cada tecnología, según la información más reciente disponible<sup>37</sup>. De acuerdo con esto, para el MSM se consideró desarrollar un análisis de adicionalidad, basado en la capacidad instalada del SIN y el porcentaje de penetración de cada uno de los tipos de proyectos elegibles.

Para definir los criterios de adicionalidad en el marco del MSM se debe tener el alcance de los proyectos elegibles al MSM. Específicamente, los proyectos corresponden a:

- Proyectos eólicos
- Proyectos solares fotovoltaicos
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), con un rango de capacidad instalada de hasta 20 MW
- Proyectos de co-generación en ingenios azucareros, que inyectan energía al SIN

---

34 Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8W400U6E7LFHHYH2C4JR1RJWWO4PVN>

35 Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-19-v7.0.pdf>

36 Disponible en: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-24-v1.pdf>

37 La herramienta de práctica común permite también considerar generación, pero se debe justificar por qué se utiliza dicho criterio.

- Proyectos de co-generación en extractoras de palma de aceite

Se definió el siguiente criterio de adicionalidad para las actividades de mitigación elegibles en el marco del mecanismo: una actividad de mitigación se considerará adicional si la capacidad instalada en el SIN de proyectos del mismo tipo (por ejemplo, eólicos, co-generación en ingenios azucareros, etc.) es menor al 5 % del total de capacidad instalada del SIN.

Para evaluar la adicionalidad de las actividades de mitigación elegibles, considerando la información más reciente disponible, se determinó la participación de estos tipos de proyectos en el SIN, al 31 de diciembre de 2015, la cual se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 2-2:** Capacidad instalada de cada proyecto en el SIN en el 2015

Tipo de proyecto	Capacidad total instalada (MW) <sup>38</sup>	Participación en el SIN ( %)
Eólicos	18	0,11 %
Solar fotovoltaicos	0	0, %
PCH ≤ 20 MW	610	3,72 %
Co-generación en ingenios azucareros	77	0,47 %
Co-generación en extractoras de palma de aceite	0	0,%
Total SIN	16.373	100,%

Al considerar los datos de participación actual de los proyectos en el SIN, todas las tecnologías analizadas tienen una capacidad instalada, menor al 5 % de la capacidad total el SIN, por tanto, todos los tipos

<sup>38</sup> <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>. Consultar el archivo: Capacidad\_neta\_efectiva\_2015.xls (valor máximo anual).

de proyectos elegibles en el MSM son adicionales actualmente, es decir, cualquier proyecto que hoy ingrese al mecanismo cumpliría con el criterio de adicionalidad. Para poder evaluar la adicionalidad de cada proyecto nuevo que quiera ingresar al MSM, se deberá actualizar este análisis y conclusión, de acuerdo con lo que se presenta en los siguientes párrafos.

Tomando en cuenta la capacidad instalada del SIN al 31 de diciembre de 2015<sup>39</sup>, la capacidad máxima de cada tipo de proyecto, que se puede instalar en el SIN para mantener el cumplimiento del criterio de adicionalidad, es decir, que la capacidad instalada del tipo de proyecto no supere el 5 % de la capacidad instalada total del SIN, se presenta en la siguiente tabla:

**TABLA 2-3: Capacidad Máxima que se puede instalar para mantener adicionalidad**

Tipo de proyecto	Cap. máxima de instalación (MW)
Eólicos	800
Solar fotovoltaicos	819
PCH ≤ 20 MW	209
Co-generación en ingenios azucareros	741
Co-generación en extractoras de palma de aceite	819

Para definir si un nuevo proyecto es adicional para el MSM, se debe actualizar la información de la capacidad instalada del tipo de proyecto, posterior al 31 de diciembre de 2015. Si la capacidad total instalada de ese tipo de proyectos no supera los valores indicados en la tabla

<sup>39</sup> Corresponde a la información más actualizada disponible.

anterior, el proyecto es adicional; en caso contrario, el proyecto quedaría fuera del MSM. Por ejemplo, dado que la capacidad instalada total de proyectos eólicos al 31 de diciembre de 2015 es 18 MW, si al 2019 se instalaran más de 800 MW, las nuevas centrales eólicas posteriores al 2019 no serían adicionales (las anteriores sí serían adicionales).

Finalmente, se concluye que todas las actividades de mitigación elegibles al MSM son adicionales al 31 de diciembre de 2015.

### 2.3.2 CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD

La facilidad PBC busca la implementación de proyectos pilotos de mitigación de GEI, a través de la aplicación de incentivos basados en el desempeño que pueden servir como ejemplo para sectores completos. Estos pilotos resultarán en una reducción de GEI y continuarán cumpliendo el objetivo aún después de finalizado el mecanismo.

Los criterios de elegibilidad sirven, en parte, para justificar la asignación de fondos y permitir la selección de actividades, de manera transparente e imparcial, permitiendo el cumplimiento de los objetivos del MSM para Colombia y por otro lado los criterios iniciales que se plantearon para esta fase piloto.

El MSM considera una meta de reducción de 500.000 toneladas de CO<sub>2</sub> acumuladas al año 2021, esta se espera lograr con la implementación temprana de al menos tres proyectos pilotos.

Los lineamientos básicos para proyectos que pudieran ser elegibles para el MSM que formuló CAF inicialmente fueron:

- Ser proyectos de energía renovable no convencional, para el SIN o las ZNI, o proyectos de co-generación instalados en la industria colombiana.
- Ser proyectos nuevos que, a la fecha, no se hayan instalado y que se prevea su inicio de operación entre 2016 y 2017.
- Contar con un avanzado nivel de diseño. Se requiere por lo menos contar con los estudios de factibilidad técnica y económica finalizados.

- No contar con cierre financiero. Este es requisito indispensable para acceder al incentivo económico que financie la implementación del proyecto, a través de una línea de crédito de CAF.
- El monto del préstamo de CAF debe ser de por lo menos US\$ 15.000.000 para proyectos en el SIN.
- El financiamiento considera un 30 % de *equity*.
- Tener co-beneficios que reflejen impactos positivos para el medio-ambiente, comunidades, salud, entre otros, más allá de la reducción de CO<sub>2</sub>.

Sin embargo, el diseño del MSM se ha venido desarrollando en paralelo a la búsqueda de proyectos pilotos y consecuentemente a la aparición de estos. Adicionalmente, el requisito asociado al monto del préstamo y el porcentaje de financiamiento no se asocia a una tecnología o a un tipo de proyecto en específico, sino al patrocinador del proyecto. Por lo tanto, no hay un tamaño mínimo de proyecto que pueda postular al MSM, ya que las condiciones de financiamiento serán revisadas caso a caso.

Complementando lo anterior, el alcance del MSM y de sus actividades de mitigación deben estar alineados con las estrategias nacionales de cambio climático y políticas sectoriales de energía de Colombia, lo cual dado las características de los sectores y de los proyectos se cumple con este requisito.

Dado el avance de la etapa de definición y diseño del MSM, se ha optado por usar criterios de elegibilidad que no restringen características particulares de las actividades, para no dejar fuera potenciales proyectos que a la fecha no han sido identificados. Si bien, los criterios de elegibilidad son requisitos indispensables, estos no permiten elegir entre diferentes proyectos que podrían aplicar al MSM, entonces se llegó a definir criterios de elegibilidad, pero que se complementan con criterios de priorización.

Con base en lo expuesto anteriormente, los criterios de elegibilidad preliminares con los que evaluarán el posible ingreso de las actividades al MSM consideran aspectos técnicos, financieros y ambientales. Cabe destacar que estos son requisitos que no aseguran el ingreso al MSM, sino que su cumplimiento permite que un proyecto postule a este beneficio, para esto debe estar dentro

de una de las categorías mencionadas a continuación y cumplir los requisitos técnicos/financieros y otros asociados al MSM:

## Criterios de elegibilidad

### *Categorías de proyecto*

- Electricidad de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER):
  - » El mecanismo considera la implementación de proyectos nuevos de generación de electricidad, a través de FNCER: eólicos, solares fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas para inyectar energía eléctrica al SIN.
- Co-generación con biomasa: se considera como actividades de mitigación la implementación de proyectos de co-generación en los subsectores de ingenios azucareros y de la palma de aceite:

- » Para el subsector de **ingenios azucareros**, se considera la implementación de proyectos nuevos o de repotenciación con el objetivo de inyectar electricidad al SIN y proyectos de repotenciación para aumentar la energía inyectada actualmente al SIN.

Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa o con una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil no mayor al 20 % de la energía base.

- » Para el subsector de la extracción de la **palma de aceite**, se considera la implementación de proyectos de co-

generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y proyectos de co-generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y para exportar al SIN el excedente de electricidad generada.

Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa como combustible exclusivo.

### **Técnicos**

- Proyectos inicien operación antes del 31 de diciembre del 2019
- Que cuenten con estudios de factibilidad técnica y económica finalizados al solicitar acceso a financiación de CAF

### **Financieros**

- Contar con financiación de CAF para su implementación
- No contar con cierre financiero y estar en el proceso de evaluación para financiación de CAF

### **Otros**

- Tener co-beneficios que reflejen impactos positivos más allá de la reducción de CO<sub>2</sub>
- La reducción de emisiones estimada no puede ser mayor a 50.000 t CO<sub>2</sub> anual

Después de asegurar el cumplimiento de los criterios de elegibilidad, se procede a priorizar los proyectos elegibles, de acuerdo con los criterios de priorización. Se ha considerado algunos proyectos “tipo” que podrían ser considerados pilotos para el MSM. La información de estos se presenta en la siguiente tabla.

**TABLA 2-4: Proyectos pilotos tipo, considerados para el MSM**

PROYECTO	SECTOR	POTENCIA TOTAL (MW)	POTENCIA AL SIN (MW)	FACTOR DE PLANTA
Co-generación Ingenio A	Co-generación caña	25	8	70 %
Co-generación Ingenio B	Co-generación caña	25	14	70 %
Co-generación Extractora A	Co-generación palma	6	4	60 %
Parque Eólico A	Parque Eólico	20	20	35 %
Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	70	70	20 %
Central PCH A	PCH	20	20	40 %
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>166</b>	<b>136</b>	

GENERACIÓN (MWH/ AÑO)	AÑO DE ENTRADA	FE (TCO <sub>2</sub> / MWH)	REDUCCIÓN DE EMISIONES (TCO <sub>2</sub> / AÑO)	AÑOS DE OPERACIÓN	REDUCCIÓN DE EMISIONES ACUMULADAS AL 2021 (T CO <sub>2</sub> )
49.056	2018	0,349	17.121	4	68.482
85.848	2017	0,388	33.309	5	166.545
31.536	2019	0,388	12.236	3	36.708
61.320	2018	0,388	23.792	4	95.169
122.640	2018	0,388	47.584	4	190.337
70.080	2017	0,388	27.191	5	135.955
<b>420.480</b>			<b>161.233</b>		<b>693.196</b>

Para la reducción de emisiones, se considera solo la energía entregada al SIN

El proyecto entrega 4 MW al SIN, la reducción de emisiones es por la totalidad de la energía eléctrica generada

El Factor de Emisión es menor porque asume uso de carbón

Supone inicio de operación el mes 1 del año de entrada

Factor de planta informado por desarrollador o de referencia indicado en el Capítulo 1

Como se puede ver de la tabla anterior, si se seleccionan todos los proyectos mediante los criterios de elegibilidad definidos anteriormente, si bien permitirían dirigir mejor el MSM, ya que no necesariamente todos los proyectos afines que obtengan un crédito de CAF podrán calificar para los beneficios de este mecanismo, no permiten priorizar y por tanto, se estaría sobrepasando la meta de 500.000 toneladas de CO<sub>2</sub> y por consiguiente tendría implicaciones en los fondos de la facilidad PBC disponibles para cada actividad de mitigación del MSM.

Por esto, estos criterios de elegibilidad se deben complementar con criterios de priorización, de manera que focalizan la selección de actividades que representen mejor los objetivos del PBC.

### 2.3.3 CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN

Los criterios de priorización permitirán seleccionar los proyectos que más cumplan los objetivos del MSM.

Para esto se propone una metodología que selecciona algunos de los criterios de elegibilidad (por ejemplo, fecha de entrada del proyecto). A cada uno de estos se le asigna una serie de rangos (por ejemplo, 2016-2018) y a cada rango un puntaje. Luego se asigna una ponderación a los diferentes criterios de priorización. El resultado será un “Valor” que permitirá comparar los diferentes proyectos. A continuación, se presenta un esquema del enfoque propuesto:

**TABLA 2-5:** Esquema para criterios de priorización

CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN		PONDERACIÓN	VALORIZACIÓN
Criterio 1	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
Criterio 2	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
Criterio 3	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
			Valor Final

A partir de los requisitos de elegibilidad es posible identificar criterios de priorización a los cuales es posible asignar un rango cuya valorización refleje los objetivos del mecanismo. Se seleccionaron los siguientes tres requisitos de elegibilidad para priorizar:

- Fecha de inicio de operación
- Potencial de reducción de emisiones
- Co-beneficios

Al igual que la normativa nacional, relacionada a las actividades del MSM, no se considera priorizar algún sector o tecnología en específico para mantener el criterio de neutralidad tecnológica.

Debido a que no se ha establecido un enfoque específico que permita definir una sola manera de selección de los proyectos, se presentan diferentes propuestas de enfoque de priorización, que posteriormente se aplican a la cartera de proyectos, con mayor avance que se ha identificado a la fecha, a modo de ejemplificar su aplicación.

Antes de ver los diferentes enfoques de priorización, se presentan los criterios con sus respectivos rangos. En la siguiente tabla se presentan los rangos propuestos y su valorización, para los criterios de fecha de inicio de operación y potencial de reducción de emisiones.

**TABLA 2-6: Rangos para criterios de priorización**

CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN	RANGO	PUNTAJE
Fecha de inicio de operación	2017	3
	2018	2
	2019	1
Potencial de reducción de emisiones (t CO <sub>2</sub> /año)	Mayor a 35.000	3
	Entre 20.000 y 35.000	2
	Menor a 20.000	1

La asignación de los rangos y puntajes se hizo considerando que se priorizarán proyectos que tengan implementación temprana en el plazo del MSM. La fecha límite de implementación es el 2019. Respecto a la reducción de emisiones, el rango considera que proyectos con mayor potencial darán más certidumbre del cumplimiento de la meta global.

Para los co-beneficios, se presenta una metodología que permite obtener el puntaje del proyecto, acorde con el impacto que se tiene cada proyecto; la metodología se presenta en la sección 2.3.5.5.

Como se mencionó anteriormente, la ponderación que se le da a cada uno de los criterios de elegibilidad está asociada a muchas variables asociadas al enfoque del MSM y al interés de CAF, es por ello que se presentan algunas alternativas de ponderación de los criterios, considerando que se busque más la implementación temprana (A), volumen de reducción de emisiones (B) o co-beneficios (C).

**TABLA 2-7: Alternativas de ponderación para criterios de priorización**

CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN	NEUTRALIDAD TECNOLÓGICA		
	PONDERACIÓN		
	A	B	C
Fecha de inicio de operación	50 %	25 %	25 %
Potencial de reducción de emisiones	25 %	50 %	25 %
Co-beneficios	25 %	25 %	50 %

Para ver el impacto que podría tener en la priorización de proyectos, se aplicaron distintos enfoques de priorización a los proyectos mencionados en la sección anterior.

El primer paso fue aplicar la evaluación de los criterios de priorización a cada uno de los proyectos para tener una matriz con el puntaje asociado. El resultado se presenta en la siguiente tabla.

**TABLA 2-8:** Paso 1 aplicación criterios de priorización

PROYECTO	NEUTRALIDAD TECNOLÓGICA		
	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES	CO-BENEFICIOS
Co-generación Ingenio A	2	1	1,3
Co-generación Ingenio B	3	2	1,7
Co-generación Extractora A	1	1	1,3
Parque Eólico A	2	2	2,3
Generación de energía solar fotovoltaico A	2	3	2,7
Central PCH A	2	2	2,3

Posteriormente se aplican los criterios de ponderación para los distintos enfoques lo cual tendrá como resultado el “Valor final” del proyecto y de esta manera tener un ranking de proyectos y poder priorizar. Los resultados muestran que es clave definir el enfoque de priorización, ya que los resultados muestran que la selección de proyectos puede variar.

Los resultados de la aplicación se presentan en la tabla siguiente:

**TABLA 2-9: Paso 2 aplicación criterios de priorización**

PROYECTO	PONDERACIÓN		
	A IMPLEMENTACIÓN TEMPRANA	B VOLUMEN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES	C CO-BENEFICIOS
Co-generación Ingenio A	1,6	1,3	1,4
Co-generación Ingenio B	2,4	2,2	2,1
Co-generación Extractora A	1,1	1,1	1,2
Parque Eólico A	2,1	2,1	2,2
Generación de energía solar fotovoltaico A	2,4	2,7	2,6
Central PCH A	2,1	2,1	2,2

En la tabla anterior se puede apreciar que en los tres enfoques el proyecto Co-generación extractora A tiene el puntaje más bajo, por lo cual queda al final de la priorización. Por otra parte, el proyecto de Generación de energía solar fotovoltaico A tiene el puntaje más alto de priorización en dos de los tres enfoques y comparte el puntaje más alto en el enfoque restante. Los proyectos Co-generación del Ingenio B, Parque Eólico A y Central PCH A tienen valores muy similares en los tres enfoques.

Algo similar al proyecto Co-generación extractora A ocurre con el proyecto de Co-generación de Ingenio A, ya que en ninguno de los enfoques éste tendría un valor alto para priorizar.

El paso siguiente en la priorización es seleccionar los proyectos que permitan cumplir la meta de reducción de emisiones del MSM. Para esto se hace un ranking con el promedio de los valores obtenidos en el paso 2, los que fueron presentados en la Tabla 2-9, ya que de esta forma se tienen en consideración simultáneamente los tres enfoques para la priorización. A continuación se presenta la tabla con los valores promedio y el valor de ranking asignado para su priorización.

**TABLA 2-10:** Paso 3 Ranking de aplicación criterios de priorización

PROYECTO	VALOR PROMEDIO	RANKING	REDUCCIÓN DE EMISIONES ACUMULADAS AL 2021 (TCO <sub>2</sub> )
Generación de energía solar fotovoltaico A	2,6	1	190.337
Co-generación Ingenio B	2,2	2	166.545
Parque Eólico A	2,1	3	95.169
Central PCH A	2,1	3	135.955
Co-generación Ingenio A	1,4	4	68.482
Co-generación Extractora A	1,1	5	36.708

La tabla anterior muestra que el proyecto de Generación de energía solar fotovoltaico A tiene el mayor ranking, seguido del proyecto de Co-generación Ingenio B. Luego hay dos proyectos que comparten el tercer lugar, Parque Eólico A y Central PCH A. En caso de igualdad de ranking el criterio de selección es el puntaje obtenido en co-beneficios. En este caso ambos proyectos tienen el mismo puntaje (2,2) como se puede ver en la Tabla 2-9. Para seleccionar entre estos dos proyectos se debe analizar el impacto que tiene la incorporación de estos proyectos en la reducción de emisiones acumulada al 2021 y su relación con la meta del MSM, lo cual se presenta en la siguiente tabla.

**TABLA 2-11:** Paso 4 Reducciones acumuladas al 2021 de proyectos con mayor ranking

PROYECTO	RANKING	REDUCCIÓN DE EMISIONES ACUMULADAS AL 2021 (TCO <sub>2</sub> )		
Generación de energía solar fotovoltaico A	1	190.337	190.337	190.337
Co-generación Ingenio B	2	166.545	166.545	166.545
Parque Eólico A	3	95.169	95.169	-
Central PCH A	3	135.955	-	135.955
TOTAL		588.006	452.051	492.837

Los datos que se presentan en la tabla anterior confirman el hecho de que el cumplimiento de las metas se podría lograr con la implementación de tres a cuatro proyectos, sujeto a las variables antes mencionadas. La tabla anterior nos muestra que si se incorporan los cuatro proyectos con mayor puntaje, se sobrepasaría la meta de reducción, el impacto de incluir solo uno de los proyectos que tienen ranking 3 es que se está debajo de la meta de reducción de emisiones del MSM.

Dado que los proyectos tienen durante la construcción y la operación situaciones no programadas que generan, ya sea, un retraso o una menor generación la recomendación es incorporar los cuatro proyectos. Esta decisión debe tomarse considerando los recursos que hay disponibles para el MSM. Este análisis se presenta en el numeral 2.5 Aspectos financieros.

### **2.3.4 CONSIDERACIONES PARA DEFINIR LA LÍNEA BASE, ESCENARIOS DE PROYECTO Y REDUCCIÓN DE EMISIONES**

El escenario de línea base corresponde al escenario que representa las emisiones antropogénicas de GEI, que ocurren en ausencia de la actividad de mitigación. Para poder determinar la reducción de emisiones que ocurre con la implementación de una actividad de mitigación, se debe comparar las emisiones del escenario de línea base con las emisiones ocurridas en el escenario de proyecto. En el marco del MSM, se contempla un incentivo basado en el desempeño, el cual está directamente ligado con la reducción de emisiones de la actividad de mitigación, por lo cual resulta clave contar con una definición adecuada del escenario de línea base.

En este numeral se analiza el contexto colombiano y las distintas opciones para definir el escenario de línea base y sus emisiones. También se analizan los escenarios de proyectos, para poder determinar la reducción de emisiones.

#### **2.3.4.1 Definición de las actividades de mitigación**

El programa apunta a reducir las emisiones de GEI, mediante la disminución del uso de combustibles

fósiles usados para generar electricidad para inyectar al Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de la implementación de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER) y proyectos de co-generación en el sector industrial. En el marco del Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM), estos proyectos se denominarán actividades de mitigación.

A continuación, se definen las potenciales actividades de mitigación que considera el MSM.

- **Electricidad de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER):** el mecanismo considera la implementación de proyectos nuevos de generación de electricidad, a través de FNCER: eólicos, solares fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas para inyectar energía eléctrica al SIN.
- **Co-generación con biomasa:** se considera como actividades de mitigación la implementación de proyectos de co-generación en los subsectores de ingenios azucareros y de extractoras de palma de aceite:
  - » Para el subsector de ingenios azucareros, se considera la implementación de proyectos nuevos o de repotenciación con el objetivo de inyectar electricidad al SIN y proyectos de repotenciación para aumentar la energía inyectada al SIN (en caso de instalaciones que, en ausencia de la actividad de mitigación, estén inyectando electricidad al SIN). Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa o con una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil.
  - » Para el subsector de extractoras de palma de aceite, se considera la implementación de proyectos de co-generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y proyectos de co-generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y para exportar al SIN el excedente de electricidad generada. Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa como combustible exclusivo.

### 2.3.4.2 Análisis del contexto para la definición de la línea base

En este numeral se analiza el contexto del país, en materia de mitigación, la información disponible y las posibilidades de tener una línea base estandarizada, con el objeto de tener todos los antecedentes para poder definir la línea base.

#### 2.3.4.2.1 Ambición del país en materia de mitigación

Uno de los aspectos a considerar para la definición de la línea base del MSM es la ambición del país en materia de mitigación, es decir, hacia donde apunta llegar el país, considerando la situación actual. A continuación, se considera como Colombia ha incluido el concepto de mitigación y desarrollo bajo en carbono en distintas instancias.

Bajo el contexto del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2010-2014<sup>40</sup>, Colombia elaboró la **Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono**, que es liderada y desarrollada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a través de la Dirección de Cambio Climático, con el apoyo del Departamento Nacional de Planeación y los ministerios sectoriales de Colombia. Esta Estrategia consiste en la planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que busca desligar el crecimiento de las emisiones GEI del crecimiento económico del país mediante el diseño y la implementación de planes, proyectos y políticas que tiendan a la mitigación de gases de efecto invernadero y simultáneamente, fortalezcan el crecimiento social y económico del país, dando cumplimiento a los estándares mundiales de eficiencia, competitividad y desempeño ambiental.

Como consecuencia de ello, dentro del marco de la Estrategia se desarrollaron los **Planes de Acción Sectorial (PAS) de mitigación para el cambio climático**, que son un conjunto de acciones, programas y políticas (incluidas las NAMA) que podrían permitir reducir las emisiones de GEI frente a una línea base de emisiones proyectadas en el corto, mediano y largo plazo. Los

---

<sup>40</sup> Expedido por la Ley 1450 de 2011, Departamento Nacional de Planeación (<https://www.dnp.gov.co>).

PAS que forman parte de la Estrategia se asocian a los sectores productivos de Colombia y son los siguientes:

- PAS Transporte (Ministerio de Transporte)
- PAS Minas<sup>41</sup> (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Energía Eléctrica<sup>41</sup> (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Hidrocarburos<sup>41</sup> (Ministerio de Minas y Energía)
- PAS Industria (Ministerio de Comercio, Industria y Turismo)
- PAS Agropecuario (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural)
- PAS Vivienda (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio)
- PAS Residuos Sólidos y Aguas Residuales (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio)

El desarrollo de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono y los PAS generó la elaboración de insumos técnicos para determinar las emisiones de GEI proyectadas, para un escenario de referencia, es decir, sin implementar los PAS, para el período 2010-2040, en todos los sectores productivos que forman parte de la estrategia. Este escenario de emisiones puede considerarse la línea base de la estrategia, para cada uno de los sectores productivos, sin embargo, no es directamente aplicable para el MSM, dado que refleja la situación sectorial y no tiene un enfoque asociado a proyectos de mitigación, que es lo que persigue el mecanismo, por lo tanto, se debe analizar con cuidado la información contenida en estos documentos.

La ambición actual del país se refleja en su **Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por su sigla en inglés)** publicada el 7 de septiembre de 2015, la cual compromete reducir las emisiones de GEI del país en un 20 %, con respecto a las emisiones proyectadas al 2030, especificando también que esta meta puede crecer a un 30 % de reducciones condicionado al recibimiento de apoyo internacional. El punto de referencia para la reducción

---

<sup>41</sup> Oficializado mediante Resolución N°90325/2014 del Ministerio de Minas y Energía.

de emisiones es el escenario *Business As Usual (BAU)*, el cual fue construido durante el 2015 tomando como punto partida el inventario de GEI del 2010. Este escenario *BAU* es el mismo escenario que se considera como referencia en el marco de la estrategia y de los PAS, y para el sector energía considera el aumento en el nivel de actividad del sector y la mayor participación de energía térmica hacia el final del periodo. La NDC establece que su alcance es una meta del conjunto de la economía nacional, sin especificar metas sectoriales.

El escenario de referencia considerado en la NDC cuantifica las emisiones para cada uno de los sectores, asociadas a una línea base, y permite la posterior definición de metas y acciones de mitigación. El efecto de la implementación de acciones de mitigación se verá reflejado en las emisiones de cada sector.

La cuantificación de las emisiones del escenario de referencia considera un enfoque de inventario de emisiones, es decir, una **contabilización de todas las emisiones** ocurridas debido a las actividades propias de cada sector. Este enfoque es útil para observar la evolución de las emisiones sectoriales en el tiempo, producto de la implementación de acciones de mitigación.

El MSM requiere definir un escenario de línea base, que permita cuantificar la **reducción de emisiones** que se espera obtener producto de la implementación de un proyecto. Este es un enfoque distinto al enfoque que tiene el escenario de referencia, ya que tiene como fin último determinar las emisiones evitadas debido a la implementación de un proyecto de mitigación, el cual tiene un efecto en una componente específica del sector. Estos enfoques no necesariamente son perfectamente comparables, por lo tanto, para efectos de la definición de la línea base del MSM no se consideran las emisiones del escenario de referencia descrito anteriormente, si no que se consideran las emisiones de la línea base de emisiones que desplaza el proyecto de mitigación.

La NDC de Colombia determina el nivel de ambición del país, sin embargo, no establece metas cuantitativas para cada subsector, en particular. Por tanto, los sectores que se consideran en el MSM no tienen asociada una meta en el contexto de la NDC. Además, la NDC no deja explícita la forma en la cual se va a medir el cumplimiento de la meta.

A partir de lo anterior, se concluye que la ambición del país en materia de mitigación está dada por la NDC, la cual establece una meta de reducción de emisiones, representada como un porcentaje de las emisiones de un escenario de referencia (proyectado a partir del año 2010). Las actividades de mitigación que se implementen en el país no afectarán las emisiones de este escenario de referencia, ya que este escenario quedó fijo en la NDC, si no que tendrán un efecto en la meta de mitigación del país y en el inventario de emisiones de Colombia.

Por otra parte, la NDC compromete explorar el uso de instrumentos de mercados u otros instrumentos económicos para facilitar el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones con un enfoque de costo-eficiencia, que aseguren una mitigación real, permanente, adicional, verificable y evitando la doble contabilidad.

El MSM ofrece opciones de financiamiento e incentivos económicos por desempeño en mitigación de GEI, por lo que está alineado al compromiso nacional, y puede contribuir al cumplimiento de las metas de mitigación, a través de la mitigación de las emisiones del sector energía mediante proyectos de co-generación y FNCER.

#### *2.3.4.2.2 Disponibilidad y calidad de información cuantitativa*

La definición de la línea base para proyectos que involucran la generación de electricidad para inyectar a la red, requiere el cálculo de un factor de emisión, para lo cual se necesita disponer de información específica:

1. Generación de electricidad por central, para las centrales del SIN.
2. Consumos de combustibles por central.
3. Factores de emisión de los combustibles.
4. Poder calorífico de los combustibles.
5. Año de entrada en operación de las centrales

En el caso del SIN, esta información es administrada por XM<sup>42</sup> (puntos 1<sup>43</sup>, 2<sup>44</sup> y 5) y la UPME<sup>45</sup> (puntos 3 y 4). Con esta información es factible determinar un factor de emisión del SIN, de acuerdo con lo descrito más adelante en la sección 2.3.4.3 para describir el escenario de línea base del SIN. En efecto, la información mencionada se ha utilizado en el pasado, con el fin de calcular el factor de emisión del SIN para proyectos MDL, tanto por privados como por la UPME. Esta información ha sido auditada y validada por terceras partes, lo que da a entender que la calidad de esta información es suficiente para desarrollar este tipo de cálculos.

En Colombia, la UPME está encargada de calcular un factor de emisión del SIN anualmente, según Resolución N°180947 del 2010 del Ministerio de Minas y Energía, para ponerlo a disposición de los desarrolladores de proyectos MDL. La UPME provee de este factor de emisión a los desarrolladores de actividades de mitigación. Esto presenta las siguientes ventajas: facilita el cálculo de reducción de emisiones de cada proyecto, estandariza la información que será empleada en el cálculo de la reducción de emisiones de las actividades de mitigación, reduce el tiempo y costo requerido para desarrollar estos cálculos y mitiga riesgos de errores en los cálculos.

El factor de emisión más reciente disponible que ha sido publicado por la UPME corresponde al factor de emisión del año 2014, oficializado mediante la Resolución 857 del 2015, la cual considera un factor de emisión del margen combinado del SIN de 0,388 t CO<sub>2</sub>/MWh para el año 2014. Esta información es valiosa en el marco del mecanismo, puede ser considerada para la definición de una línea base estandarizada, de acuerdo con lo que se describe más adelante en el numeral 2.3.4.3.

Para el cálculo de las emisiones de proyectos de co-generación en ingenios azucareros, para cada proyecto que forme parte del mecanismo es necesario contar con información específica acerca del tipo de combustible fósil y la cantidad utilizada, en caso que se utilicen combustibles fósiles. Esta información debería ser

---

<sup>42</sup> <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>.

<sup>43</sup> La generación de electricidad por central se informa en forma horaria para centrales del SIN y mensual para plantas menores.

<sup>44</sup> Los consumos de combustibles por central se informan mensualmente.

<sup>45</sup> <http://www.siame.gov.co/>.

suministrada por los propios desarrolladores de proyectos (Ver numeral 2.3.5 MRV), y no es posible estandarizarla, ya que depende de las prácticas de cada instalación. Para determinar las emisiones de proyecto, además de los datos específicos del tipo y la cantidad de combustible fósil utilizado, se requiere tener un factor de emisión del combustible. En el caso de Colombia, la UPME publica factores de emisión país-específicos para distintos tipos de combustibles<sup>46</sup>, información que será considerada para el cálculo de las emisiones de proyecto.

En relación con la operación de los sistemas de co-generación, el Centro Nacional de Despacho (CND), en cumplimiento del artículo 7 de la resolución CREG 005 de 2010, elabora trimestralmente un informe de seguimiento a los cogeneradores, en el cual se calcula el rendimiento eléctrico equivalente y la producción mínima de energía eléctrica y térmica de las unidades de co-generación del SIN, con base en reportes de los cogeneradores, con información de los últimos doce meses. En estos informes de seguimiento a cogeneradores se presenta los datos reportados para cada instalación, dentro de los cuales están: la energía eléctrica generada, el calor útil, y la cantidad de combustibles utilizados (datos presentados en unidades de MWh durante el período reportado). Con los datos del Informe de Seguimiento a Cogeneradores, de enero de 2016<sup>47, 48</sup>, y el factor de emisión del carbón que publica UPME<sup>49</sup>, es posible determinar a modo de referencia, un factor de emisión para cada uno de los ingenios azucareros que reportaron información. A partir de los datos de combustibles utilizados, electricidad generada y calor útil generado presentados en el informe anterior, y el factor de emisión del carbón genérico dado por UPME<sup>49</sup>, correspondiente a 88.136 k CO<sub>2</sub>/TJ combustible, equivalente a 0,317 t CO<sub>2</sub>/MWh de combustible, se calculó el factor de emisión de cada sistema de co-generación, bajo dos enfoques distintos, con el objetivo de determinar cuál de ellos considerar en el contexto del mecanismo.

---

<sup>46</sup> [http://www.upme.gov.co/Calculadora\\_Emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html)

<sup>47</sup> [http://www.xm.com.co/Documents/PDF/INFORME\\_COGENERADORES\\_Enero\\_2016.pdf](http://www.xm.com.co/Documents/PDF/INFORME_COGENERADORES_Enero_2016.pdf)

<sup>48</sup> Este informe considera reportes diarios desde el 22 de diciembre de 2014 al 27 de diciembre de 2015 y reportes semanales entre el 04 de enero de 2015 y el 27 de diciembre de 2015.

<sup>49</sup> Factor de emisión de carbón genérico es 88.136,063 kg CO<sub>2</sub>/TJ.

El primer enfoque considera que las emisiones debido al uso de combustible fósil se atribuyen a la energía eléctrica y térmica generada, asignando igual peso a cada MWh generado, bien sea MWhe o MWth. En cambio, el segundo enfoque considera que todas las emisiones se asignan a la electricidad generada. La información que reportan los cogeneradores es suficiente para realizar el cálculo del factor de emisión bajo cualquiera de estos dos enfoques. A continuación se presentan los datos reportados por cada proyecto, la energía inyectada al SIN durante el 2015<sup>50</sup> y los resultados del cálculo del factor de emisión bajo los dos enfoques analizados.

**TABLA 2-12: Factor de emisión calculado para cada cogenerador**

Ingenio Cogenerador	Combustible	Bagazo utilizado (GWh)	Carbón utilizado (GWh)	Energía eléctrica generada (GWh)
CENTRAL CASTILLA 1	Bagazo	714	0	74
INCAUCA 1	Bagazo+ Carbón	1.617	638	252
LA CARMELITA	Bagazo	234	0	21
MAYAGUEZ 1	Bagazo+ Carbón	651	261	180
PICHICHI 1	Bagazo	389	0	41
PROENCA	Bagazo+ Carbón	1.010	935	241
PROVIDENCIA 2	Bagazo+ Carbón	1.682	165	271
RIOPAILA 1	Bagazo	960	0	105
RISARALDA 1	Bagazo	984	0	78
SAN CARLOS 1	Bagazo	244	0	26
TUMACO 1	Bagazo	122	0	11

<sup>50</sup> Información disponible en el archivo de generación 2015 en el siguiente link:  
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>

Calor útil generado (GWh)	% carbón	Electricidad inyectada al SIN (GWh)	Factor emisión Enfoque 1 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Factor emisión Enfoque 2 (tCO <sub>2</sub> /MWh)
515	0,0 %	8,4	0,000	0,000
1.222	28,3 %	73,5	0,137	0,805
155	0,0 %	0,1	0,000	0,000
597	28,6 %	138,3	0,106	0,459
308	0,0 %	3,6	0,000	0,000
1.251	48,1 %	144,8	0,199	1,233
847	9,0 %	112,9	0,047	0,193
727	0,0 %	17,2	0,000	0,000
515	0,0 %	10,4	0,000	0,000
144	0,0 %	3,6	0,000	0,000
79	0,0 %	1,0	0,000	0,000

Fuente: Cálculos del autor a partir de datos de XM

Con el objetivo de cuantificar el efecto que tendría la utilización del factor de emisión bajo el primer o el segundo enfoque, a continuación se presenta un ejercicio que demuestra el efecto que tiene calcular la reducción de emisiones por energía eléctrica inyectada al SIN, para los proyectos de la tabla anterior, considerando los distintos factores de emisión calculados.

**TABLA 2-13:** Cálculo de reducción de emisiones para cada cogenerador

Ingenio Cogenerador	Enfoque 1		
	Emisiones línea base electricidad	Emisiones proyecto electricidad	Reducción Emisiones
	MtCO <sub>2</sub> /año	MtCO <sub>2</sub> /año	MtCO <sub>2</sub> /año
CENTRAL CASTILLA 1	3.268	0	3.268
INCAUCA 1	28.499	10.098	18.401
LA CARMELITA	52	0	52
MAYAGUEZ 1	53.661	14.714	38.947
PICHICHI 1	1.409	0	1.409
PROENCA 1	56.201	28.796	27.405
PROVIDENCIA 2	43.798	5.295	38.503
RIOPAILA 1	6.673	0	6.673
RISARALDA 1	4.031	0	4.031
SAN CARLOS 1	1.383	0	1.383
TUMACO 1	401	0	401

Fuente: Autor

## Enfoque 2

Emisiones línea base electricidad	Emisiones proyecto electricidad	Reducción Emisiones
MtCO <sub>2</sub> /año	MtCO <sub>2</sub> /año	MtCO <sub>2</sub> /año
3.268	0	3.268
28.499	59.150	-30.652
52	0	52
53.661	63.486	-9.825
1.409	0	1.409
56.201	178.533	-122.332
43.798	21.825	21.973
6.673	0	6.673
4.031	0	4.031
1.383	0	1.383
401	0	401

Los valores de factor de emisión de cada cogenerador, bajo el primer enfoque, consideran las emisiones asociadas al carbón utilizado en el sistema, dividido por la energía eléctrica generada más el calor útil generado, y bajo el segundo enfoque, considera las mismas emisiones dividido por la energía eléctrica generada. Con el segundo enfoque, se obtienen factores de emisión mucho más altos que con el enfoque 1. Esto implica en algunos casos que el cálculo de reducción de emisiones dé un resultado negativo. Los resultados del factor de emisión calculado con el enfoque 2 no tienen una magnitud razonable para este tipo de sistema y los valores no son coherentes con respecto a los factores de emisión de otro tipo de centrales térmicas, resultando en algunos casos incluso mayores que los factores de emisión de centrales generadoras de electricidad que utilizan carbón como combustible exclusivo, los que teóricamente pueden ir entre 0,6346 y 0,8939<sup>51</sup> t CO<sub>2</sub>/MWh. Por tanto, desde este enfoque, se estaría sobreestimando la generación de emisiones de los proyectos. De acuerdo con este análisis, se concluye que el enfoque por considerar para determinar los factores de emisión de los sistemas de co-generación en ingenios azucareros es el enfoque 1, es decir, el enfoque que considera que las emisiones del sistema de co-generación debido al uso de combustible fósil se atribuyen con igual peso a la generación térmica y a la generación eléctrica.

De los resultados presentados, se observa que el factor de emisión de cada cogenerador depende principalmente del porcentaje de carbón utilizado en el sistema. La proporción de carbón utilizado varía en cada uno de los sistemas de co-generación instalados en Colombia. En algunos sistemas es cero (uso exclusivo de bagazo), hasta 48,1 % en uno de los sistemas. Dada la gran variabilidad de los factores de emisión de los cogeneradores, se concluye que se determinen factores de emisión *ex post* para cada sistema de co-generación en ingenios azucareros, basados en información medida.

Por otra parte, existe una estimación referencial del factor de emisión de un sistema de co-generación en ingenios azucareros, desarrollada en el contexto del cálculo del factor de emisión del SIN del año 2008.

---

<sup>51</sup> Valores calculados en base al factor de emisión del carbón genérico de Colombia, equivalente a 88,136 kgCO<sub>2</sub>/TJ (UPME) y una eficiencia de entre un 35,5 % y un 50 % de acuerdo al "Tool to calculate the emission factor for an electricity system".

El factor de emisión que considera la UPME para co-generación de ingenios azucareros es 0,286 kg de CO<sub>2</sub>/kWh, valor que de acuerdo con la fuente es aplicable para los cogeneradores de ingenios azucareros conectados al SIN<sup>52</sup>. Este valor carece de la suficiente representatividad como para ser utilizado en el cálculo del desempeño *ex post* de los proyectos de mitigación de co-generación que ingresen al mecanismo, por lo que para estimar la reducción efectiva de las actividades de mitigación de este tipo, se deberá determinar proyecto a proyecto, mediante el enfoque 1, en función de sus características particulares (cantidad y tipo de combustible fósil utilizado).

#### 2.3.4.2.3 Posibilidades de definir una línea base estandarizada

Se entiende por línea base estandarizada a aquella que permite definir la línea de base una sola vez, para un tipo de proyectos específico, en lugar de definirla instalación por instalación. Las ventajas de este enfoque son simplificar el cálculo de la reducción de emisiones de cada proyecto, contar con un valor estándar para determinar la mitigación de emisiones de GEI de proyectos que tienen la misma línea base, y así hacer comparables sus impactos y prevenir errores de cálculo.

Para definir una línea base estandarizada, debe existir una línea base que sea común para un conjunto de proyectos. Considerando el alcance del MSM, se evaluó la posibilidad de definir una línea base estandarizada para la línea base de actividades de mitigación conectados al SIN. En la siguiente sección 2.3.4.3 se describe el escenario de línea base para las actividades de mitigación mencionadas, y se analiza la posibilidad de definir una línea base estandarizada.

#### 2.3.4.3 Opciones de línea base, escenarios de proyecto y reducción de emisiones

A continuación se presenta el escenario de línea base, escenarios de proyecto y el enfoque para determinar la reducción de emisiones, incluyendo las ecuaciones requeridas, para actividades de mitigación conectadas al SIN.

52 [http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor\\_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision\\_2008\\_3.pdf](http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision_2008_3.pdf)

### *2.3.4.3.1 Descripción y justificación del escenario de la línea base*

La línea base asociada a actividades de mitigación que inyectan electricidad al SIN, tanto para proyectos de co-generación como proyectos de FNCER, corresponde a la operación de las centrales conectadas al SIN. Las plantas despachadas centralmente (PDC) despachan de acuerdo con un orden de mérito, que considera los precios relativos de la energía, mientras que las plantas no despachadas centralmente (PNDC) tienen prioridad en el despacho.

De esta forma, para cada hora del año, se define un conjunto de unidades generadoras que participan en la generación de energía eléctrica, considerando que las PNDC tienen prioridad en el despacho y luego las PDC se ordenan, de acuerdo con el mérito que define su precio de oferta, por tanto, para cada hora, la demanda de electricidad del SIN es satisfecha con un conjunto específico de centrales. Las unidades con mayores precios de oferta se encuentran en el tope del despacho, es decir, son las últimas centrales que generan electricidad<sup>53</sup>.

Las emisiones de GEI de la línea base se determinan utilizando un factor de emisión del SIN, el cual representa las emisiones que desplazaría una actividad de mitigación que inyecta energía al SIN. Dada la relevancia de las emisiones de línea base en la determinación del desempeño de una actividad de mitigación en el marco del MSM, debe determinarse un factor de emisión representativo, que más adelante permita reflejar de forma razonable el impacto que tiene, la inclusión de proyectos bajos en emisiones de GEI.

El escenario de línea base considera emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación de electricidad para el SIN con combustibles fósiles y no se consideran emisiones de otros GEI (CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O) producto de la quema de combustibles fósiles, debido a que representan una fuente menor de emisiones<sup>54</sup>. Este criterio está en línea con lo que establece la herramienta de cálculo MDL considerada, por lo que se está considerando el mismo criterio con que

---

<sup>53</sup> [http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor\\_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision\\_2008\\_3.pdf](http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision_2008_3.pdf)

<sup>54</sup> De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de GEI del año 2012, las emisiones de metano y óxido nitroso, en su conjunto, representan un 2 % de las emisiones totales de la subcategoría 1A Energía, en términos de tCO<sub>2</sub> equivalente. Esta subcategoría incluye a las industrias de la energía, industrias manufactureras y de la construcción y transporte.

cuantifican emisiones otros proyectos de mitigación de esta categoría a escala nacional e internacional.

Existen diversas alternativas para determinar un factor de emisión para la línea base, cada una con sus particularidades. Todas ellas buscan representar el efecto de incluir en la matriz de generación a centrales generadoras bajas en emisiones que desplazan a otras centrales del sistema. En el contexto del MDL, desde sus inicios se han desarrollado varias metodologías, para determinar un factor de emisión representativo, y en la actualidad, la metodología más reconocida para determinar un factor de emisión para el escenario de línea base de un proyecto que desplace energía eléctrica generada por el sistema interconectado, está contenida en la herramienta MDL *“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”*. Esta herramienta es ampliamente utilizada, incluso es empleada por proyectos de mitigación fuera del MDL, como por ejemplo, proyectos que se registran bajo el estándar voluntario *Verified Carbon Standard (VCS)*.

En general, todas las opciones que presenta la herramienta MDL mencionada, consideran determinar un factor de emisión del sistema eléctrico compuesto por dos factores, denominados:

- **El margen de operación (EF OM<sup>55</sup>):** es el factor de emisión que se refiere al grupo de las centrales existentes, cuya generación actual de electricidad se vería afectada por la actividad de mitigación.
- **El margen de construcción (EF BM<sup>56</sup>):** es el factor de emisión que se refiere al grupo de las centrales potenciales cuya construcción y futura operación se verían afectados por la actividad de mitigación. Este grupo considera al conjunto de centrales con fecha de entrada en operación más reciente, y se define, de acuerdo con criterios específicos que establece la herramienta MDL. En términos generales, en el caso de Colombia, este grupo está conformado por aquellas centrales más recientes que representan el 20 % de la generación total del SIN.

---

55 Por sus siglas en inglés (Operating margin emission factor).

56 Por sus siglas en inglés (Build margin emission factor).

El factor de emisión del sistema eléctrico se denomina margen combinado (EF CM<sup>57</sup>) y se determina como el promedio ponderado de los dos factores antes mencionados. Los ponderadores por defecto dependen del tipo de proyectos, para proyectos solares y eólicos se utiliza 75 % para el margen de operación y 25 % para el margen de construcción; para otros proyectos se utilizan ponderadores de 50 % para el margen de operación y 50 % para el margen de construcción.

De acuerdo con la herramienta, existen cuatro opciones para calcular el margen de operación, las cuales se analizan a continuación, para poder definir cuál es el enfoque que se considerará en el marco del mecanismo:

- **Método simple:** en este caso se calcula como el promedio ponderado por generación, de las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía de todas las plantas de generación eléctrica conectadas al SIN, sin incluir las plantas *low-cost/must-run*<sup>58</sup>.

Este método no es aplicable para el SIN, ya que requiere que la generación con fuentes *low-cost/must-run* sea menor al 50 % y en el caso del SIN, en los últimos cinco años, este valor ha estado por sobre el 70 % (2010-2014)<sup>59</sup>.

- **Método simple ajustado:** las unidades generadoras se dividen: plantas *low-cost/must-run* y en las demás plantas generadoras. El cálculo es igual que en el método simple, basado en la generación eléctrica de cada planta y el factor de emisión de cada una de ellas, y considera además calcular un factor lambda, el cual expresa el porcentaje de tiempo (en un año), en el que las plantas de generación *low-cost/must-run* se encuentran en el margen de generación de energía.

Este método es aplicable para el SIN y existe información suficiente como para determinar el factor.

- **Método de orden de despacho:** el cálculo considera

---

<sup>57</sup> Por sus siglas en inglés (Combined margin emission factor).

<sup>58</sup> De acuerdo con la herramienta del MDL mencionada, las plantas *low-cost/must-run* corresponden a plantas de energía, con bajos costos marginales de generación o plantas de energía que se distribuyen, de forma independiente de la carga diaria o estacional de la red. Este grupo incluye, por lo general, centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa de bajo costo, generación nuclear y solar.

<sup>59</sup> [http://www.siame.gov.co/siame/documentos/2015/Documento\\_de\\_calculo\\_del\\_FE\\_del\\_SIN\\_2014.pdf](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/2015/Documento_de_calculo_del_FE_del_SIN_2014.pdf)

las plantas generadoras conectadas a la red que despachan energía “en el margen”, es decir, las últimas plantas a ser despachadas para cada hora del año. En este caso, se obtiene un factor de la red para cada hora del año y finalmente se determina un factor anual por proyecto, como un promedio de los factores horarios, ponderados por la generación del proyecto.

Este método requiere información más detallada, particularmente datos de generación horaria por central para todas las centrales del sistema. El margen de operación que se calcula es específico para cada proyecto, basado en un factor de emisión específico, para cada hora del año, por lo que no permite establecer una línea base estandarizada.

- **Método promedio:** considera las emisiones promedio de todas las plantas de la red, usando el mismo enfoque que el método simple, pero incluyendo en los cálculos todas las plantas, es decir, las *low-cost/must-run* y el resto de las centrales.

Este método no es aplicable para el SIN, ya que sólo debe utilizarse en casos en los que no exista información suficiente para desarrollar otros métodos de cálculo.

Es importante aclarar que también existe otro método para determinar un factor de emisión de la red, ampliamente utilizado para la determinación de la huella de carbono de alguna instalación, proceso, entre otros. Este enfoque considera determinar un factor de emisión que toma en cuenta la generación eléctrica de todas las plantas conectadas al SIN y todos los combustibles utilizados. Es parecido al método promedio del margen de operación del MDL, sin considerar el margen de construcción, no obstante, el enfoque de este factor de emisión no es aplicable a proyectos que reducen emisiones, sino que permite cuantificar las emisiones de dicha instalación, proceso, entre otros.

De acuerdo con el análisis anterior, los métodos aplicables para calcular el margen de operación del SIN son el método simple ajustado y el método de orden de despacho. Sin embargo, este último método requiere desarrollar un cálculo *ex post* para cada actividad de mitigación, basado en información horaria de todas las centrales del sistemas. Como esto no permite la definición de una línea de base estandarizada, se

concluye que el método más adecuado para determinar el margen de operación del SIN en el contexto del MSM es el método simple ajustado. Desarrolladores de proyectos MDL y VCS han utilizado este enfoque de cálculo en el pasado (ver algunas referencias en el siguiente título del informe<sup>60</sup>), para determinar el factor de emisión del SIN, confirmando que es posible desarrollar este cálculo con la información existente.

Dado que el método seleccionado genera un factor de emisión anual aplicable para todos los proyectos que inyecten electricidad al SIN, y considera el uso de datos de entrada oficiales, el MSM considera la utilización de un factor único para todos los proyectos que ingresen al MSM y que consideren la inyección de energía al SIN. En este caso, sería posible definir una línea base estandarizada, es decir, definir una línea base que se calcule una sola vez, para ser aplicada a todos los proyectos, lo que se analiza con mayor detalle en la siguiente sección.

Los proyectos de co-generación en el subsector de extractoras de palma de aceite consideran que en ausencia de la actividad de mitigación, la instalación industrial consume electricidad de la red. Por tanto, estas instalaciones dejan de consumir electricidad de la red, debido a la implementación de la actividad de mitigación. En este caso, se deberá considerar un factor de emisión asociado con esta componente. Para esto, en el contexto del MDL, existe una herramienta relacionada con este mecanismo que contiene una metodología para determinar el factor de emisión en este caso, denominada “*Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation*”. De acuerdo con esta herramienta, en el caso de tener consumos de electricidad de la red (escenario A de la herramienta), se puede escoger alguna de las siguientes opciones para determinar el factor de emisión:

**Opción A1:** Calcular el margen combinado de acuerdo con la herramienta MDL: “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*”.

Esta opción considera la misma metodología de cálculo descrita anteriormente, por lo tanto, es aplicable en el contexto del MSM y entrega como resultado el mismo

---

60 Análisis de opciones del factor de emisión de la línea base.

factor que se obtiene para los proyectos que inyecten electricidad al SIN.

**Opción A2:** Considerar un valor por defecto de:

- 1,3 t CO<sub>2</sub>/MWh, en caso de consumos de electricidad asociados al escenario de proyecto o fugas, o ambos, o bien en casos en los que los consumos de electricidad en el escenario de proyecto o fugas son mayores que en el escenario de línea base.
- 0,4 t CO<sub>2</sub>/MWh en caso de consumos de electricidad asociados al escenario de línea base o bien en casos en los que los consumos de electricidad en el escenario de línea base son mayores que en el escenario de proyecto y/o fugas. Este valor sólo es aplicable en sistemas interconectados en los cuales las centrales hidroeléctricas representen menos del 50 % de la generación de la red. Para otras redes, se deberá considerar un valor de 0,25 t CO<sub>2</sub>/MWh.

Esta opción es aplicable en el contexto del MSM. En este caso correspondería utilizar un factor por defecto de 0,25 t CO<sub>2</sub>/MWh, dado que se utilizaría para cuantificar emisiones, por consumo de electricidad asociados al escenario de línea base y el SIN considera una matriz en la cual las centrales hidroeléctricas representan más del 50 % de la generación del sistema<sup>61</sup>.

De las dos opciones, en este contexto se considera más apropiada la opción A1, es decir, calcular el margen combinado de acuerdo con la herramienta MDL: "*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*", dado que calcular un factor de emisión es más representativo que utilizar un valor por defecto, y además, corresponde al mismo factor de emisión que se considera para estimar la línea base de los proyectos que inyecten electricidad al SIN, por lo que no implica esfuerzos adicionales. Por tanto, para cuantificar las emisiones línea base asociadas a proyectos de co-generación en el subsector de extractoras de palma de aceite, que reduzcan consumos de electricidad de la red en la instalación industrial, se considerará el mismo factor de emisión del

---

<sup>61</sup> [http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC\\_DEMANDA\\_ENERGIA\\_OCTUBRE\\_2010.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC_DEMANDA_ENERGIA_OCTUBRE_2010.pdf)

[http://www.siame.gov.co/siame/documentos/2015/Documento\\_de\\_calculo\\_del\\_FE\\_del\\_SIN\\_2014.pdf](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/2015/Documento_de_calculo_del_FE_del_SIN_2014.pdf)

SIN que se utilice, para determinar las emisiones de línea base asociadas a la inyección de energía al SIN.

### 2.3.4.3.2 -Análisis de opciones del factor de emisión de la línea base

El factor de emisión del SIN puede calcularse con un enfoque *ex ante*, es decir, calcularlo antes del inicio del MSM y dejarlo fijo durante el período de operación del mecanismo, hasta el 2021, o bien calcularlo anualmente.

Para definir el enfoque con el que se realizará el cálculo, se consideró un análisis del factor de emisión histórico, basado en valores disponibles públicamente, provenientes de cálculos de la UPME<sup>62</sup> y de proyectos MDL y VCS, todos calculados con el método simple ajustado. Con este fin, se consideraron los valores de margen de operación, margen de construcción y margen combinado de las siguientes fuentes:

- **Año 2016:** cálculo de UPME. Resolución 843 de 2016. Actualiza el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional.
- **Año 2014:** cálculo de UPME. Resolución 857, diciembre 2015 y documento de cálculo asociado<sup>63</sup>. Calcula el Factor de emisión *ex post* del año 2014.
- **Año 2013:** cálculo de UPME. Resolución 91304, noviembre 2014 y documento de cálculo asociado<sup>63</sup>. Calcula el factor de emisión *ex post* del año 2013.
- **Año 2010-2012:** cálculo de proyecto VCS “Hydroelectric Project El Edén<sup>64</sup>”. Calcula el Factor de emisión *ex ante* del año 2012, considerando el promedio ponderado de los factores de emisión del margen de operación de los años 2010, 2011 y 2012 y el factor de emisión del margen de construcción del año 2012.
- **Año 2009-2011:** cálculo de proyecto VCS

---

<sup>62</sup> Oficialmente por parte de la UPME, sólo han existido tres resoluciones que adopten el factor de emisión para proyectos MDL, para los años 2012, 2013 y 2014. Por esta razón no existen los datos históricos oficiales para otros años.

<sup>63</sup> <http://www.siame.gov.co/Inicio/Cálculofactordeemisión/tabid/77/Default.aspx>.

<sup>64</sup> <http://www.vcsprojectdatabase.org/#/home>

“Hydroelectric Project Ituango<sup>64</sup>”. Calcula el Factor de emisión *ex ante* del año 2011, considerando el promedio ponderado de los factores de emisión del margen de operación de los años 2009, 2010 y 2011 y el factor de emisión del margen de construcción del año 2011.

- **Año 2008-2010<sup>65</sup>**: cálculo de proyecto MDL “*Las Palmas Small Hydroelectric Power Plant<sup>66</sup>*”. Calcula el Factor de emisión *ex ante* del año 2010, considerando el promedio ponderado de los factores de emisión del margen de operación de los años 2008, 2009 y 2010 y el factor de emisión del margen de construcción del año 2010.
- **Año 2006-2008**: Cálculo de proyecto MDL “*Alto Tuluá Minor Hydroelectric Power Plant<sup>66</sup>*”. Calcula el Factor de emisión *ex ante* del año 2008, considerando el promedio ponderado de los factores de emisión del margen de operación de los años 2006, 2007 y 2008 y el factor de emisión del margen de construcción del año 2008.
- **Año 2007**: Cálculo de proyecto MDL “*Santiago 2.8 MW Hydroelectric Project<sup>67</sup>*”. Calcula el Factor de emisión *ex post* del año 2007.

Es importante indicar que en el caso de los factores de emisión de la UPME, que se adoptan mediante las resoluciones 857 de 2015 y 91304 de 2014, consideran ponderadores de 50 % y 50 % para los márgenes de operación y construcción respectivamente. En los documentos de cálculo asociados, se presentan los valores del margen de operación y del margen de construcción, por lo que es posible considerar otros ponderadores, para determinar un factor de emisión aplicable para proyectos eólicos y solares. De igual forma, los factores de emisión de los proyectos MDL y VCS indicados anteriormente, consideran ponderadores de 50 % y 50 %, que fueron determinados para proyectos hidroeléctricos, sin embargo, es posible determinar un factor de emisión combinado, basado en los ponderadores asociados a proyectos eólicos y solares.

<sup>65</sup> Existe un factor de emisión publicado por UPME para el año 2008, sin embargo, está calculado con otro método, por lo cual no es comparable al resto de los valores considerados en el análisis.

<sup>66</sup> <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>.

<sup>67</sup> <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/AENOR1305041753.09/view>

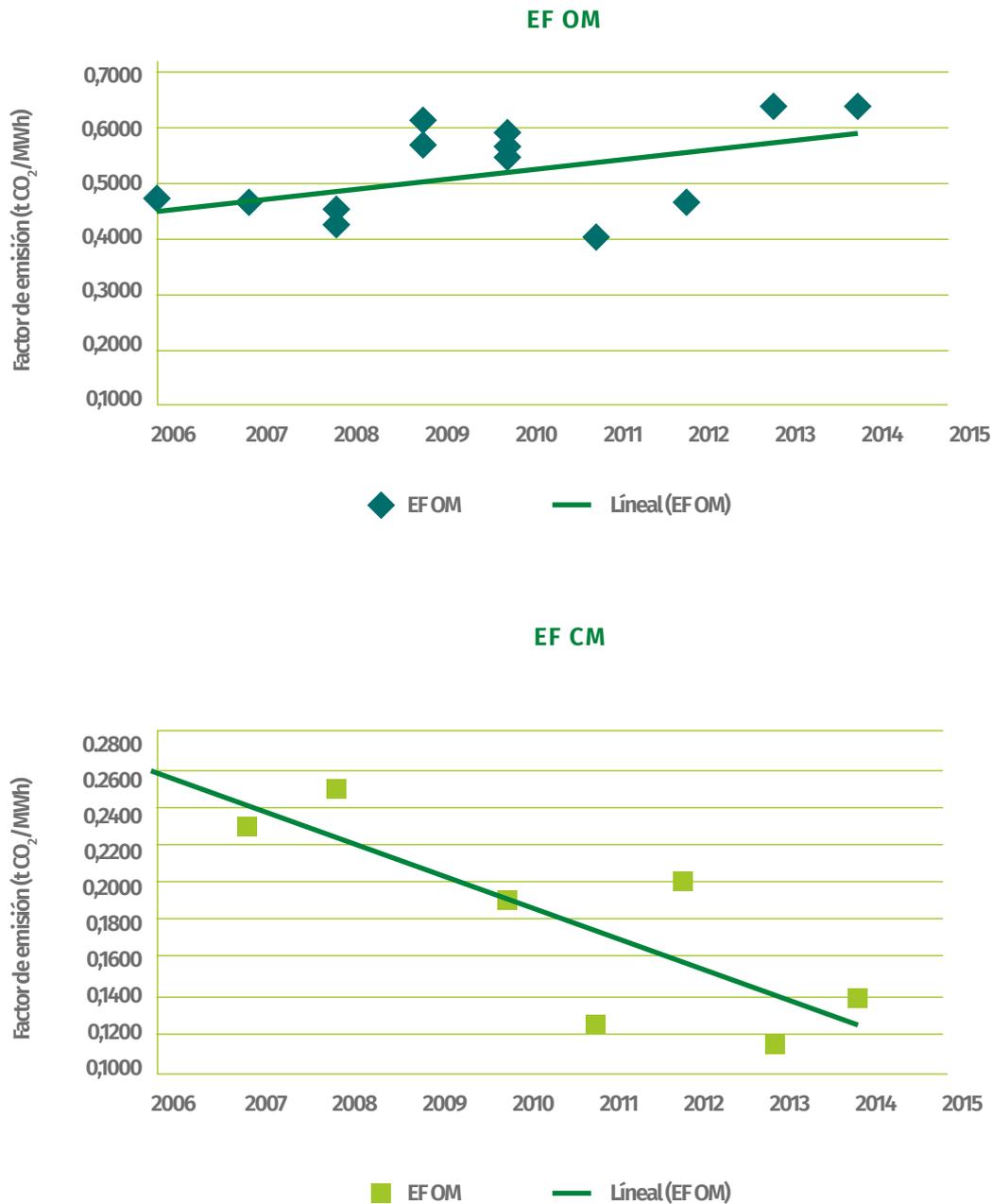
Con el objetivo de analizar el comportamiento histórico del factor de emisión del SIN, a partir de la información de las fuentes anteriores, se extrajeron datos de factores del margen de operación y del margen de construcción anuales y se calculó un factor de emisión combinado utilizando los datos anuales y ponderadores de 50 % y 50 % para cada factor. Los factores analizados se presentan en la siguiente tabla.

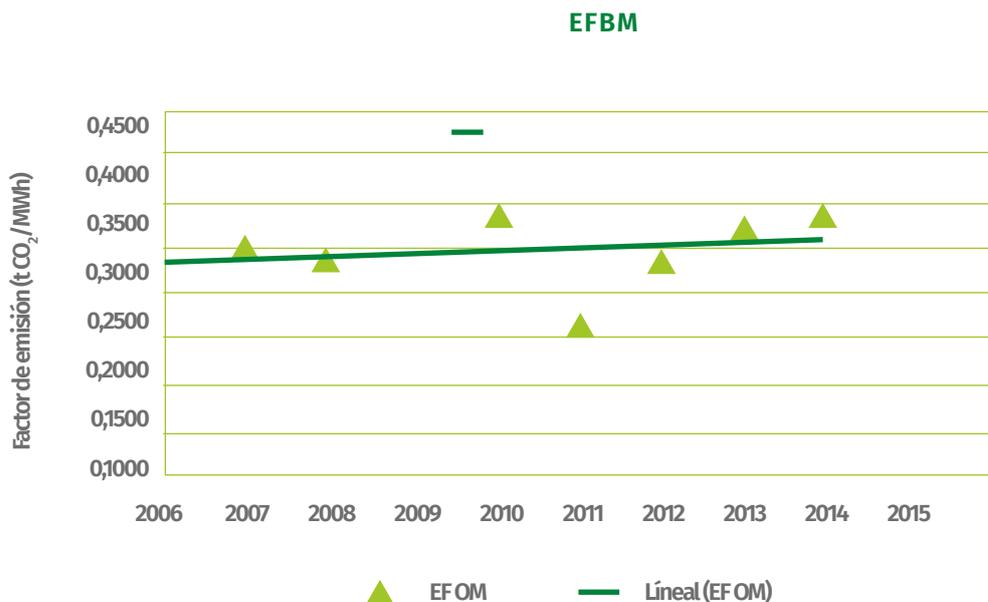
**TABLA: 2-14** Factores de emisión del SIN

Año	EF OM (tCO <sub>2</sub> /MWh)	EF BM (tCO <sub>2</sub> /MWh)	EF CM (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Fuente
2006	0,4648	-	-	PDD proyecto CDM Santiago
2007	0,4659	0,2345	0,3502	PDD proyecto CDM Alto Tuluá
2007	0,4553	-	-	PDD proyecto CDM Santiago
2008	0,4432	-	-	PDD proyecto CDM Las Palmas; PDD proyecto SHP MORRO AZUL CDM
2008	0,4254	0,2493	0,3374	PDD proyecto CDM Santiago
2009	0,5935	-	-	PDD proyecto CDM Las Palmas; PDD proyecto SHP MORRO AZUL CDM
2009	0,5575	-	-	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project Ituango
2010	0,5899	0,1922	0,3910	PDD proyecto CDM Las Palmas; PDD proyecto SHP MORRO AZUL CDM
2010	0,5696	-	-	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project El Edén
2010	0,5581	-	-	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project Ituango
2011	0,4096	-	-	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project El Edén
2011	0,4092	0,1281	0,2687	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project Ituango
2012	0,4636	0,2044	0,3340	VCSPD proyecto VCS Hydroelectric Project El Edén
2013	0,6300	0,1172	0,3736	UPME, Resolución 91304 de 2014
2014	0,6350	0,1406	0,3878	UPME, Resolución 857 de 2015

En las siguiente ilustración se presenta el comportamiento de los últimos años de los factores de emisión del SIN mencionados más arriba.

**ILUSTRACIÓN 2-3:** Comportamiento en el tiempo del factor de emisión del SIN





Fuente: Autor

Del gráfico anterior, el margen de operación (EF OM) ha tenido una tendencia en general creciente entre los años 2006 y 2014, mientras que el margen de construcción (EF BM) tuvo una tendencia a la baja, durante el mismo período. El factor de emisión del SIN (margen combinado) ha tenido una leve tendencia creciente.

Para poder cuantificar el efecto de fijar un valor *ex ante* o calcularlo anualmente, se realizó un ejercicio que compara la reducción de emisiones que podría tener un proyecto, considerando un factor *ex ante* y uno *ex post*, en función de los datos históricos disponibles de la Tabla: 2-14 Factores de emisión del SIN. Los factores de emisión *ex ante* se calcularon con el promedio ponderado de los factores de emisión del margen de operación de los últimos tres años y el factor de emisión del margen de construcción del año de entrada en funcionamiento del proyecto. A modo de ejemplo se consideró una central hidroeléctrica (PCH) que genera 70.080 MWh/año, considerando distintas fechas de entrada en operación (2008, 2010 y 2012).

**ILUSTRACIÓN 2-4: Análisis de caso<sup>68</sup>****EJERCICIO 1 PHC, AÑO ENTRADA 2008**

	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Generación Anual (MWh/año)	70.080	70.080	70.080	70.080	70.080	350.400
FE <i>ex ante</i>	0,349	0,349	0,349	0,349	0,349	
FE <i>ex post</i> ( )	0,337	0,391	0,391	0,269	0,334	
Reducción de Emisiones con FE <i>ex ante</i>	24.458	24.458	24.458	24.458	24.458	122.290
Reducción de Emisiones con FE <i>ex post</i>	23.617	27.401	27.401	18.852	23.407	120.678
Diferencia	4%	-11%	-11%	30%	4%	1%

( ) No está disponible el EF CM del año 2009. Se asume igual al del 2010, ya que ambos años tienen similar EF OM y la proporción generación hidroeléctrica / generación total es similar en ambos años.

**EJERCICIO 2 PCH, AÑO ENTRADA 2010**

	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Generación Anual (MWh/año)	70.080	70.080	70.080	70.080	70.080	350.400
FE <i>ex ante</i> (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,368	0,368	0,368	0,368	0,368	
FE <i>ex post</i> (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,391	0,269	0,334	0,374	0,388	
Reducción de Emisiones con FE <i>ex ante</i> (tCO <sub>2</sub> /año)	25.789	25.789	25.789	25.789	25.789	128.947
Reducción de Emisiones con FE <i>ex post</i> (tCO <sub>2</sub> /año)	27.401	18.852	23.407	26.210	27.191	123.060
Diferencia (%)	-6%	37%	10%	-2%	-5%	5%

<sup>68</sup> No está disponible el EF CM del año 2009 por lo que se asumió igual al de 2010, ya que ambos años tienen similar EF OM y similar generación total e hidroeléctrica.

### EJERCICIO 3 PCH, AÑO ENTRADA 2012

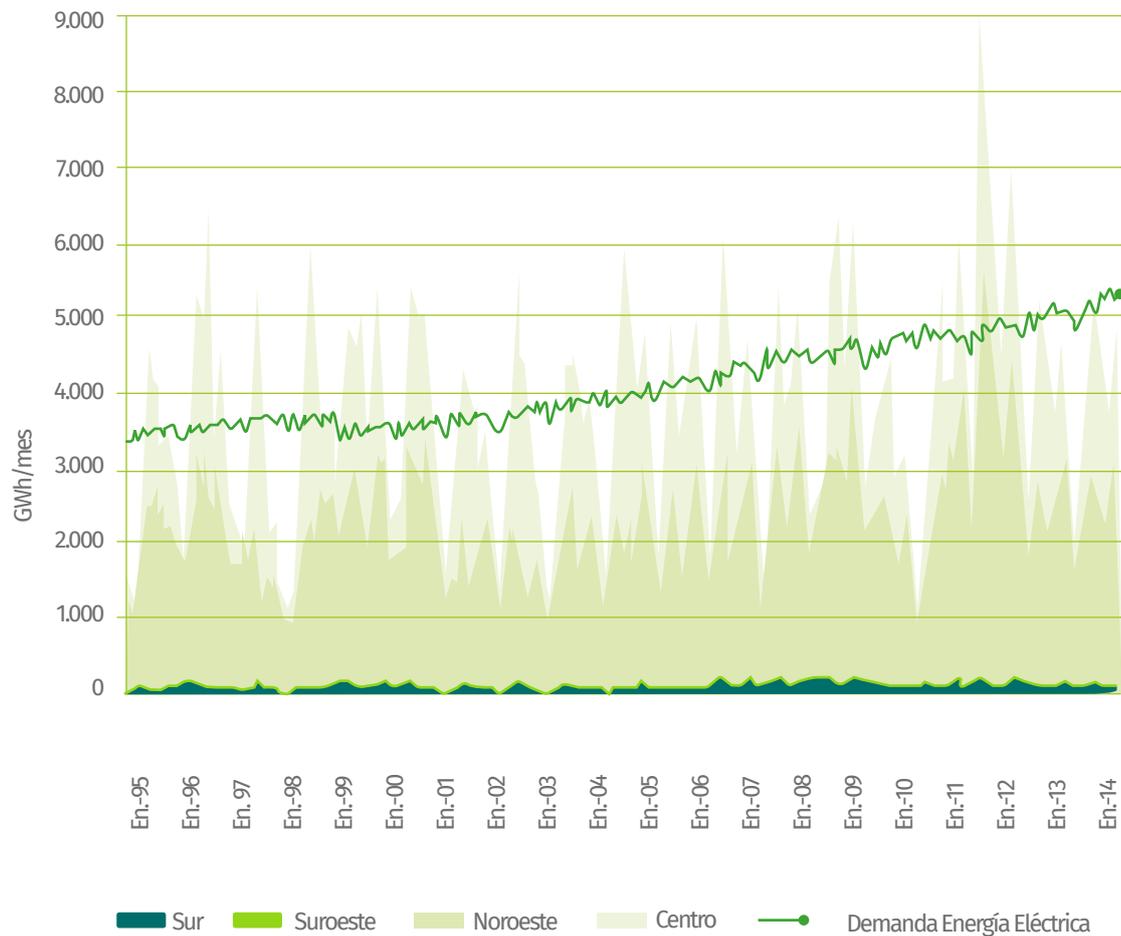
	2012	2013	2014	Total
Generación Anual (MWh/año)	70.080	70.080	70.080	210.240
FE <i>ex ante</i>	0,342	0,342	0,342	
FE <i>ex post</i> ( )	0,334	0,374	0,388	
Reducción de Emisiones con FE <i>ex ante</i> (tCO <sub>2</sub> /año)	23.967	23.967	23.967	47.935
Reducción de Emisiones con FE <i>ex post</i> (tCO <sub>2</sub> /año)	23.407	26.210	27.191	53.401
Diferencia (%)	2%	-9%	-12%	-10%

Fuente: Autor

El ejercicio muestra la variabilidad que posee el uso de un factor de emisión del SIN fijo (*ex ante*) o uno *ex post*, en el cálculo de reducción de emisiones de un proyecto. En este caso, es difícil predecir cuál de estos enfoques será más conservador en el futuro, ya que depende de numerosas variables.

Considerando la relevancia de la hidrología en la generación energética del SIN, se analiza el aporte hidrológico al SIN, a partir de la siguiente ilustración.

### ILUSTRACIÓN 2-5: Aportes hidrológicos regionales al sistema eléctrico regional al sistema eléctrico



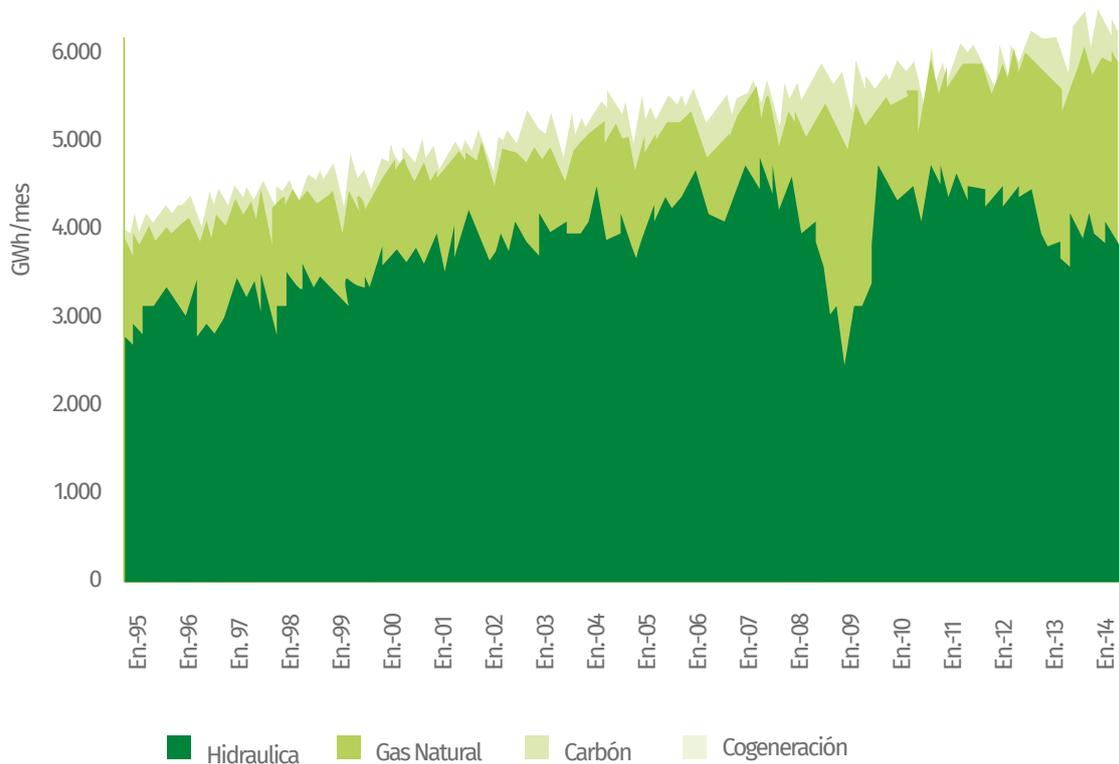
Fuente: Estudio de Generación Eléctrica bajo escenario de Cambio Climático, UPME<sup>69</sup>.

De la ilustración anterior se observa que el aporte hidrológico se ve afectado por el fenómeno de El Niño. Es notable el fenómeno que se presentó en 1997-1998 y en 2009-2010. Particularmente en los años 1998 y 2010 se observa una fuerte caída en el aporte hidrológico.

En la siguiente ilustración se puede observar la participación histórica de los combustibles para la generación de electricidad en el SIN.

<sup>69</sup> [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion\\_electrica\\_bajo\\_escenarios\\_cambio\\_climatico.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf)

## ILUSTRACIÓN 2-6: Generación eléctrica en el SIN según fuentes



Fuente: Estudio de Generación Eléctrica bajo escenario de Cambio Climático, UPME<sup>70</sup>

En la ilustración anterior se destaca la importancia de la hidroelectricidad en la matriz energética y el uso de gas natural en su reemplazo, en periodos de menor aporte hidrológico, siendo notorio el efecto que tuvo El Niño, durante el periodo 2009-2010.

La alta dependencia del SIN en el recurso hidroeléctrico se ve reflejada en el cálculo del factor de emisión, como lo muestra la siguiente ilustración.

70. [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion\\_electrica\\_bajo\\_escenarios\\_cambio\\_climatico.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf)

**ILUSTRACIÓN 2-7:** Relación entre el EF OM y la proporción de energía no-hidroeléctrica en la matriz



Fuente: Autor

En la ilustración anterior se puede observar que en los periodos de menor generación hidroeléctrica (periodo 2009-2010), donde aumenta el consumo de combustibles fósiles (en especial del Gas Natural como mostró la Ilustración 2-6), el factor de emisión del margen de operación aumenta.

### Factor de emisión del SIN para el MSM

Para definir el factor de emisión del SIN para el MSM, se tomó en consideración la información disponible y los distintos enfoques, *ex ante* y *ex post*.

La ventaja de fijar un valor *ex ante* para la operación del MSM al 2021, es simplificar el cálculo posterior de la línea base, e independizarse de posibles incertidumbres futuras. Por otra parte, calcular un factor de emisión *ex post* puede reflejar la evolución real que va teniendo el SIN. Sin embargo, tiene la desventaja de que involucra contar con información específica y un cálculo que debería ser efectuado en el marco del MSM, para proveer del valor para que los proyectos calculen su reducción de emisiones.

En la actualidad, la UPME realiza un cálculo del factor de emisión *ex post* en forma anual, el cual se puede utilizar en el MSM. Esto tiene la ventaja de utilizar un valor oficial, sin necesidad de calcularlo para el MSM, con medios propios. En este caso, se debería optar por la opción *ex post*, ya que el valor de factor de emisión que presenta la UPME considera un enfoque *ex post*. En caso que se quisiera definir un factor de emisión *ex ante*, no es posible tomar el factor de emisión provisto por UPME.

En el contexto del MSM se concluye que el factor de emisión del SIN a ser utilizado es el factor de emisión *ex post*, ya que refleja más fielmente la realidad del sistema y la reducción de emisiones, y para esto se tomará anualmente el valor más reciente que publique la UPME, disponible al momento de calcular las reducciones de emisiones de las actividades de mitigación del MSM.

Sin embargo, se debe considerar que el factor de emisión que determina la UPME tiene como objetivo principal proveer información para proyectos MDL, y dada la menor actividad que ha tenido el MDL en los últimos años, existe un riesgo asociado a que la UPME no continúe desarrollando el cálculo hasta el 2021.

Si esto ocurriera, el MSM proveerá asistencia técnica a la UPME, para calcular el factor de emisión y verificarlo por una entidad verificadora independiente, de manera de proveerlo a los proyectos incluidos en el mismo. Este cálculo se debe desarrollar siguiendo el mismo enfoque de cálculo y fuentes de datos que utiliza en la actualidad el factor de emisión de proyectos MDL desarrollado por la UPME.

#### **2.3.4.3.3 Descripción del escenario del proyecto y su factor de emisión**

Considerando las actividades de mitigación elegibles para el mecanismo, descritas en sección 2.3.4.1 se definen diferentes escenarios de proyecto:

- 1. Escenario 1: FNCER.** Proyectos nuevos de generación de electricidad con FNCER: solares fotovoltaicos, eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas que inyectan la electricidad generada al SIN.
- 2. Escenario 2: Co-generación Ingenios, inyección de excedentes al SIN.** Proyectos de co-generación en el sector de ingenios azucareros, nuevos y de

repotenciación o recambio de calderas y turbinas, para aumentar su capacidad actual de generación eléctrica y que utilizan biomasa como combustible exclusivo, o que utilizan una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil, para generar electricidad para autoabastecerse e inyectar sus excedentes de electricidad a la red<sup>71</sup>.

**3. Escenario 3: Repotenciación Ingenios, aumento en la inyección de excedentes al SIN.** Proyectos de co-generación en el sector de ingenios azucareros, que consideran repotenciación o recambio de calderas y turbinas, para aumentar su capacidad actual de generación eléctrica y que utilizan biomasa como combustible exclusivo, o que utilizan una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil, para generar electricidad para autoabastecerse e incrementar la cantidad de excedentes de electricidad inyectados a la red<sup>72</sup>. La diferencia entre este escenario y el escenario 2 está en que este escenario considera que antes de la implementación del proyecto la instalación inyectaba excedentes al SIN, en cambio, el escenario 2 considera inyección de excedentes sólo debido a la implementación del proyecto.

**4. Escenario 4: Co-generación sector palma para autoabastecimiento.** Proyectos nuevos de co-generación en el sector de extractoras de palma de aceite, que utilizan biomasa como combustible exclusivo, para generar electricidad para autoabastecerse<sup>73</sup>. Este escenario no considera inyección de excedentes de electricidad al SIN.

**5. Escenario 5: Co-generación sector palma para autoabastecimiento e inyección de excedentes al SIN.** Proyectos nuevos de co-generación en el sector de extractoras de palma de aceite, que utilizan biomasa como combustible exclusivo,

---

71. Este escenario considera que en ausencia de la actividad de mitigación existe un sistema de co-generación de menor tamaño, que genera electricidad sólo para autoabastecerse y no exporta excedentes a la red.

72. Este escenario considera que en ausencia de la actividad de mitigación, existe un sistema de co-generación de menor tamaño, que genera electricidad para autoabastecerse y exportar excedentes a la red, por lo que sólo una parte de la energía que inyecta el proyecto a la red es adicional.

73. Este escenario considera que en ausencia de la actividad de mitigación la instalación industrial consume electricidad de la red.

para generar electricidad para autoabastecerse e inyectar sus excedentes de electricidad a la red<sup>73</sup>.

Las potenciales fuentes de emisión en los escenarios de proyecto corresponden a la combustión de combustible fósil y consumo de electricidad de la red asociada a la instalación física del proyecto de mitigación, de acuerdo con lo que se presenta a continuación:

- Los consumos de electricidad en situaciones en las cuales la central no esté operando se consideran despreciables. De igual forma, en caso que ocurran consumos de combustible para motores de respaldo, las emisiones asociadas a este consumo fósil pueden despreciarse. Esto es aplicable para todos los escenarios de proyectos.
- En caso que, debido a la operación del proyecto, ocurran consumos de combustibles fósiles significativos, deberán contabilizarse emisiones asociadas a la actividad de mitigación. Para esto, deberá determinarse un factor de emisión específico por proyecto, que considere el consumo de combustibles utilizados y la generación de energía asociada (térmica y eléctrica), a partir de información real del proyecto. Considerando los escenarios de proyectos propuestos, estas emisiones podrían ocurrir en proyectos de co-generación, con biomasa en ingenios azucareros, que utilicen además un combustible fósil (carbón bituminoso) en el sistema de co-generación (escenarios 2 y 3). Para los otros escenarios, las emisiones de proyecto son igual a cero. En particular, para los escenarios 4 y 5 (co-generación en el sector de extractoras de palma de aceite), los potenciales proyectos no consideran el uso de combustibles fósiles en el sistema de co-generación.

#### *2.3.4.3.4 Ecuaciones propuestas para calcular la reducción de emisiones*

##### **Reducción de emisiones**

Para el cálculo de reducción de emisiones se deben considerar las emisiones de línea base menos las emisiones de la actividad de mitigación, como lo muestra la ecuación siguiente:

$$RE_y = E_{LB,y} - E_{AM,y}$$

- $RE$  = Reducción de emisiones de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año)
- $E_{LB}$  = Emisiones de línea base de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año)
- $E_{AM}$  = Emisiones de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año)

### Emisiones de línea base

Para los escenarios de proyecto 1 y 2, las emisiones de línea base se determinarán a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{LB,y} = FE_{SIN} \times GEN_{proy,y}^{SIN}$$

- $E_{LB,y}$  = Emisiones de línea base de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año).
- $FE_{SIN}$  = Factor de Emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/MWh)
- $GEN_{proy,y}^{SIN}$  = Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

Para el escenario de proyecto 3, las emisiones de línea base se determinarán a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{LB,y} = FE_{SIN} \times GEN_{proy,adic,y}^{SIN}$$

- $E_{LB,y}$  = Emisiones de línea base de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año).
- $FE_{SIN}$  = Factor de Emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/MWh)
- $GEN_{proy,adic,y}^{SIN}$  = Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red como resultado de la implementación de la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

La variable  $GEN_{proy,adic,y}^{SIN}$  se determina de la siguiente forma:

$$GEN_{proy,adic,y}^{SIN} = GEN_{proy,y}^{SIN} - GEN_{hist}^{SIN}$$

$GEN_{proy,adic,y}^{SIN}$  = Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red como resultado de la implementación de la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

$GEN_{proy,y}^{SIN}$  = Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

$GEN_{hist}^{SIN}$  = Promedio anual histórico de la cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por el sistema existente de generación, anterior a la implementación de la actividad de mitigación (MWh/año)

La variable  $GEN_{hist}^{SIN}$  corresponde al promedio histórico de los cinco últimos años, o en caso que el sistema existente haya sido implementado hace menos de cinco años, el promedio histórico desde el inicio de la operación del sistema existente. Es deseable tener un promedio histórico de al menos un año completo (en caso que exista información disponible).

Para el escenario de proyecto 4, las emisiones de línea base se determinarán a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{LB,y} = FE_{SIN} \times GEN_{proy,y}^{AUTO}$$

$E_{LB,y}$  = Emisiones de línea base de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año).

$FE_{SIN}$  = Factor de Emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/MWh)

$GEN_{proy,y}^{AUTO}$  = Cantidad neta de energía eléctrica generada por la actividad de mitigación en el año y para autoabastecer a la instalación industrial (MWh/año)

Para el escenario de proyecto 5, las emisiones de línea base se determinarán a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{LB,y} = FE_{SIN} \times GEN_{proy,y}^{TOT}$$

$E_{LB,y}$  = Emisiones de línea base de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año).

$FE_{SIN}$  = Factor de Emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/MWh)

$GEN_{proy,y}^{TOT}$  = Cantidad neta de energía eléctrica generada por la actividad de mitigación en el año y, que es utilizada para autoabastecer a la instalación industrial e inyectar excedentes a la red (MWh/año)

La variable  $GEN_{proy,y}^{TOT}$  considera tanto la energía utilizada para autoabastecimiento y la electricidad inyectada al SIN:

$$GEN_{proy,y}^{TOT} = GEN_{proy,y}^{SIN} + GEN_{proy,y}^{AUTO}$$

$GEN_{proy,y}^{TOT}$  = Cantidad neta de energía eléctrica generada por la actividad de mitigación en el año y, que es utilizada para autoabastecer a la instalación industrial e inyectar excedentes a la red (MWh/año)

$GEN_{proy,y}^{SIN}$  = Cantidad neta de energía eléctrica inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

$GEN_{proy,y}^{AUTO}$  = Cantidad neta de energía eléctrica generada por la actividad de mitigación en el año y para autoabastecer a la instalación industrial (MWh/año)

### **Emisiones de la actividad de mitigación**

Para los escenarios 2 y 3, las emisiones de la actividad de mitigación se determinarán a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{AM,y} = FE_{AM,y} \times GEN_{proy,y}^{SIN}$$

$E_{AM,y}$  = Emisiones de la actividad de mitigación conectada al SIN en el año y (t CO<sub>2</sub>/año)

$FE_{AM,y}$  = Factor de Emisión de la actividad de mitigación en el año y (t CO<sub>2</sub>/MWh).

$GEN_{proy,y}^{SIN}$  = Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y (MWh/año)

Para los escenarios 1, 4 y 5, las emisiones de la actividad de mitigación,  $FE_{AM}$  son igual a cero.

Para los escenarios 2 y 3 se considera el siguiente enfoque de cálculo para determinar el factor de emisión de la actividad de mitigación:

$$FE_{AM,y} = (CC_{proy,y} * FE_{Comb,y}) / GEN_{proy,y}^{COGEN}$$

$FE_{AM,y}$  = Factor de Emisión de la actividad de mitigación en el año y (t CO<sub>2</sub>/MWh).

$CC_{proy,y}$  = Consumo de combustible utilizado en el año y  $\left(\frac{kg \text{ o } m^3 \text{ comb}}{\text{año}}\right)$

$FE_{Comb,y}$  = Factor de Emisión del combustible utilizado en el año y  $\left(\frac{tCO_2}{kg \text{ o } m^3 \text{ comb}}\right)$

$GEN_{proy,y}^{COGEN}$  = Cantidad de energía total, térmica y eléctrica, generada por el sistema de cogeneración en el año y (MWh/año)

### 2.3.5 LINEAMIENTOS DEL MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN DEL MSM

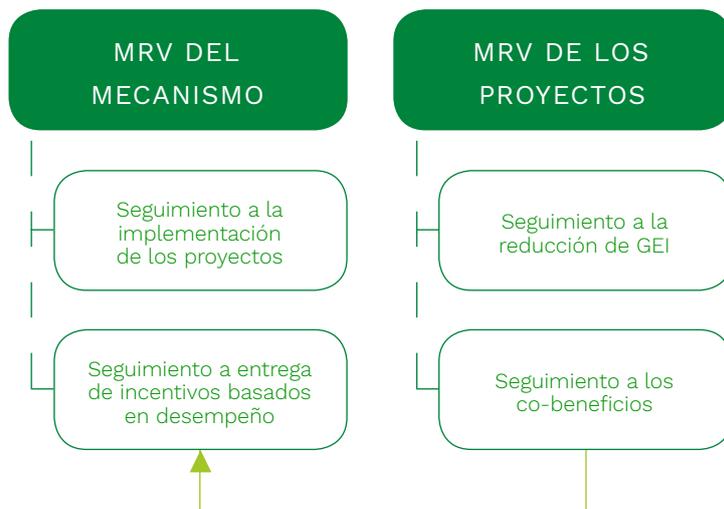
El objetivo del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) del Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) es hacer seguimiento a la implementación e impactos de las Actividades de Mitigación, para cuantificar la reducción de emisiones lograda y permitir la entrega de los incentivos basados en el desempeño.

El sistema MRV considera dos niveles:

- **Mecanismo Sectorial de Mitigación:** considera el seguimiento de la implementación de los proyectos, con el objetivo de verificar que sean implementados y puestos en marcha en el tiempo previsto, sin generar retrasos significativos. Adicionalmente, se considera el monitoreo de la entrega de los incentivos basados en el desempeño, para asegurar una gestión oportuna y eficiente por parte del Mecanismo. Este nivel de monitoreo es responsabilidad del administrador del MSM.
- **Proyectos:** considera el monitoreo del impacto de las actividades de mitigación, en términos de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y también en términos de los co-beneficios (económicos, sociales, y ambientales). El seguimiento de los proyectos incluye lineamientos generales, que son aplicables para todos los sectores considerados: eólico, solar fotovoltaico, pequeñas centrales hidroeléctricas, co-generación en ingenios azucareros y co-generación en el sector de la palma de aceite. Así como también indicadores específicos para cada tipo de proyecto. Los implementadores de cada proyecto son responsables de realizar este nivel de monitoreo y reporte.

Ambos niveles deberán estar coordinados entre sí, asegurando coherencia y la eficiencia entre los dos niveles de MRV, en particular, es muy relevante el MRV de proyectos, ya que entrega insumos para la gestión del administrador del MSM.

## ILUSTRACIÓN 2-8: Sistema MRV



Fuente: Autor

### 2.3.5.1 Aspectos de proceso

Los aspectos de proceso indican los pasos, tanto por la administración del Mecanismo como por los implementadores de los proyectos. En esta sección se explica el orden en el que debe realizarse el monitoreo, reporte y verificación, y describe los actores que participan en cada etapa del proceso, haciendo énfasis en el MRV de Proyectos, por su importancia y relevancia en el MSM.

#### 2.3.5.1.1 Proceso MRV del Mecanismo

El seguimiento a la implementación de los proyectos persigue que éstos sean construidos y puestos en marcha de manera oportuna, para alcanzar la reducción de emisiones esperada, producto de su operación durante el periodo establecido. El administrador del MSM (CAF) deberá hacer seguimiento a la Carta Gantt de construcción y puesta en marcha de los proyectos, para conocer eventuales retrasos y determinar el impacto que tendría en los objetivos de MSM. Este aspecto es relevante, dada la meta de alcanzar una reducción de 500.000 t CO<sub>2</sub> al 2021. Para esto se recomienda a CAF establecer una comunicación cada tres meses con el desarrollador de cada proyecto, durante el periodo de construcción y puesta en marcha, para actualizar el avance de la Carta Gantt. La identificación temprana de retrasos en la implementación permitirá

tomar decisiones sobre la inclusión de otros proyectos para alcanzar la meta de reducción de emisiones.

Por otro lado, CAF, en su rol de administrador, es responsable de la entrega del incentivo basado en el desempeño. El incentivo se otorga una vez que el proyecto se ha implementado, puesto en marcha, y el desarrollador ha efectuado el monitoreo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y los co-beneficios del proyecto, con base anual. El incentivo sólo se puede otorgar una vez que el desarrollador haya verificado el monitoreo con una tercera entidad, denominada Entidad Verificadora Independiente y es otorgado contra el reporte de verificación. Esta Entidad Verificadora Independiente determina la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> verificables por el proyecto y realiza recomendaciones para mejorar el monitoreo, que posteriormente se deben implementar en el próximo periodo de monitoreo.

#### *2.3.5.1.2 Proceso MRV de los Proyectos*

El ciclo de monitoreo y reporte de los proyectos se presenta en la ilustración a continuación. Los actores que interactúan en este ciclo son los desarrolladores de los proyectos, CAF y una Entidad Verificadora Independiente. El proceso comienza una vez que el proyecto ha sido aceptado provisionalmente como beneficiario del MSM, luego entre CAF y el promotor se preparará el Documento de Diseño de la Actividad de Mitigación (DDAM). El DDAM será un anexo al Acuerdo de Desempeño que se firmará entre CAF y el promotor, el documento jurídico que fija reducciones de emisiones a reconocer por incentivos. El DDAM debe incluir la propuesta del Plan de MRV, mientras que durante la fase de “Implementación del Plan de monitoreo” al momento de poner en marcha el proyecto, se puede finalizar el Plan MRV definitivo.

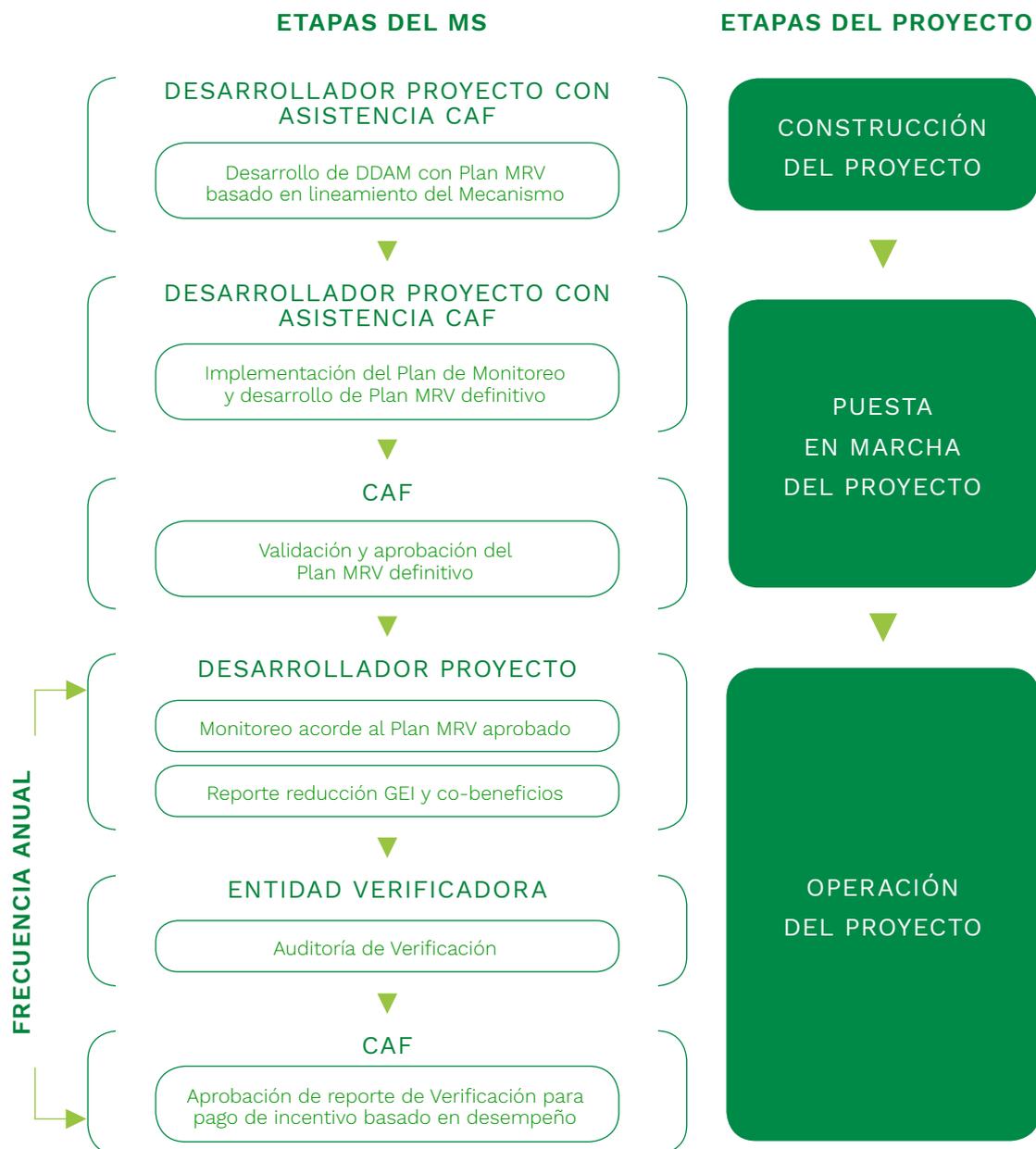
Para esto, el desarrollador del proyecto, junto con profesionales asignados como parte de la asistencia técnica de CAF en el marco del MSM, de ser el caso, deberán definir el plan de monitoreo definitivo de su proyecto, a partir de la propuesta de Plan MRV otorgada por el MSM y que fue descrita en el DDAM. El plan de monitoreo definitivo debe ser presentado a CAF para su aprobación y registro.

Una vez que se inicia la operación del proyecto, y con el plan de monitoreo ya implementado, se comienza la etapa de Monitoreo que tiene un reporte anual. El

proceso culmina una vez que la entidad verificadora emite el reporte de verificación para aprobación de CAF, para comenzar un nuevo período que incorpore las oportunidades de mejoras o acciones correctivas que se hayan identificado en la etapa anterior.

A continuación se presenta el ciclo MRV del proyecto para las etapas del MSM y su relación con las fases de implementación del proyecto.

**ILUSTRACIÓN 2-9:** Ciclo MRV de los proyectos



## 2.3.5.2 Aspectos técnicos de monitoreo y reporte de los proyectos

Los aspectos técnicos detallan los datos que se deberán monitorear y reportar por parte de los implementadores de los proyectos, asociados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y a los co-beneficios sociales, económicos y ambientales.

### 2.3.5.2.1 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

El MSM considera cinco escenarios de proyectos, de acuerdo con lo descrito en el numeral 2.3.4.3. Para cada uno de estos escenarios, en la sección mencionada se presentan las ecuaciones de cálculo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y las variables asociadas.

#### 2.3.5.2.1.1. Lineamientos generales de monitoreo

Durante el seguimiento de las reducciones de emisiones del proyecto, el desarrollador del proyecto deberá<sup>74</sup>:

1. Archivar electrónicamente todos los datos recogidos, como parte del seguimiento durante un período de dos años desde el final del período de verificación.
2. Las variables de datos que están más directamente relacionadas con la reducción de emisiones (por ejemplo, la cantidad de electricidad producida) debe medirse continuamente. Los datos que son generalmente constantes e indirectamente relacionados con la reducción de emisiones (por ejemplo, factores de emisión) deben medirse o calcularse al menos una vez al año.
3. Los equipos de medición deben ser certificados con las normas nacionales (preferible) o internacionales de la *International Electrotechnical Commission (IEC)* y calibrados, de acuerdo con las normas nacionales (preferible) o normas IEC y recalibrado

---

74. Basado en documento "General Guidelines to SSC CDM methodologies. Version 17". [https://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC\\_guid06.pdf](https://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC_guid06.pdf)

a intervalos apropiados según las especificaciones del fabricante o las normas nacionales.

4. Los datos medidos con altos niveles de incertidumbre o sin calibración adecuada deben compararse con datos nacionales/locales y datos comerciales para garantizar consistencia.

#### 2.3.5.2.1.2 Plan de Monitoreo para Proyectos de Electricidad de FNCER

El plan de monitoreo propuesto para estas actividades de mitigación está basado en las metodologías del MDL y considera las variables requeridas para el cálculo de la reducción de emisiones.

**TABLA 2-15: Parámetros a ser monitoreados Escenario 1**

Nº	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	$FE_{SIN,y}$	t CO <sub>2</sub> /MWh	Factor de emisión del margen combinado del SIN para el año y	Calculado y publicado por UPME.	Anual
2	$GEN_{proy,y}^{SIN}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional, o bien calculado por la diferencia entre: a) cantidad de electricidad entregada a la red; y b) cantidad de electricidad consumida desde la red. En el caso de que sea calculada, se deberá medir: a) cantidad de electricidad entregada a la red; y b) cantidad de electricidad consumida desde la red.	Monitoreo continuo, medición horaria y registro mensual.

### 2.3.5.2.1.3 Plan de Monitoreo para Proyectos de Co-generación con Biomasa

El Plan de monitoreo propuesto para estas actividades de mitigación está basado en las metodologías del MDL, y considera las variables requeridas para el cálculo de la reducción de emisiones.

**TABLA 2-16: Parámetros a ser monitoreados Escenario 2**

N°	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	$FE_{SIN,y}$	t CO <sub>2</sub> /MWh	Factor de emisión del margen combinado del SIN para el año y	Calculado y publicado por UPME.	Anual
2	$GEN_{proy,y}^{SIN}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional	Monitoreo continuo, medición horaria y registro mensual.
3	$CC_{Proy,y}$	Kg/año o m <sup>3</sup> /año	Consumo de combustible fósil utilizado en el año y	Mediante un medidor de peso o volumen,	Monitoreo continuo, registro mensual
4	$FE_{Comb,y}$	t CO <sub>2</sub> / (Kg/año o m <sup>3</sup> /año)	Factor de emisión del combustible utilizado en el año y	Calculado y publicado por UPME	Anual
5	$GEN_{proy,y}^{COGEN}$	MWh/año	Cantidad de energía total, térmica y eléctrica, generada por el sistema de co-generación en el año y	Calculada como la suma de: a) energía térmica generada y b) energía eléctrica generada, ambas medidas a través de un controlador lógico programable ( plc), Supervisory Control And Data Acquisition (scada) o similar, con equipos a especificar en el Plan MRV definitivo.	Monitoreo continuo, registro mensual

**TABLA 2-17: Parámetros a ser monitoreados Escenario 3**

Nº	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	$FE_{SIN,y}$	t CO <sub>2</sub> e/MWh	Factor de emisión del margen combinado del SIN para el año y	Calculado y publicado por UPME.	Anual
2	$GEN_{proy,y}^{SIN}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional	Monitoreo continuo, medición horaria y registro mensual.
3	$GEN_{hist}^{SIN}$	MWh/año	Promedio anual histórico de la cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por el sistema existente de generación, anterior a la implementación de la actividad de mitigación	Promedio histórico de los cinco últimos años, o en caso que el sistema existente haya sido implementado hace menos de cinco años, el promedio histórico desde el inicio de la operación del sistema existente. Es deseable tener un promedio histórico de al menos un año completo (en caso que exista información disponible).	Una vez, antes del inicio de la operación de la actividad de mitigación
4	$CC_{proy,y}$	Kg/año o m <sup>3</sup> /año	Consumo de combustible fósil utilizado en el año y	Mediante un medidor de peso o volumen	Monitoreo continuo, registro mensual
5	$FE_{Comb,y}$	t CO <sub>2</sub> / (Kg/año o m <sup>3</sup> /año)	Factor de emisión del combustible utilizado en el año y	Calculado y publicado por UPME	Anual
6	$GEN_{proy,y}^{COGEN}$	MWh/año	Cantidad de energía total, térmica y eléctrica, generada por el sistema de co-generación en el año y	Calculada como la suma de: a) energía térmica generada y b) energía eléctrica generada, ambas medidas a través de un medidor bidireccional, plc, scada o similar, con equipos a especificar en el Plan MRV definitivo.	Monitoreo continuo, registro mensual

**TABLA 2-18** Parámetros a ser monitoreados Escenario 4

N°	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	$FE_{SIN,y}$	t CO <sub>2</sub> /MWh	Factor de emisión del margen combinado del SIN para el año y	Calculado y publicado por UPME.	Anual
2	$GEN_{proy,y}^{AUTO}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta generada por la actividad de mitigación en el año y para autoabastecer a la instalación industrial	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional	Monitoreo continuo, medición horaria y registro mensual.

**TABLA 2-19** Parámetros a ser monitoreados Escenario 5

N°	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	$FE_{SIN,y}$	t CO <sub>2</sub> /MWh	Factor de emisión del margen combinado del SIN para el año y	Calculado y publicado por UPME.	Anual
2	$GEN_{proy,y}^{AUTO}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta generada por la actividad de mitigación en el año y para autoabastecer a la instalación industrial	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional, plc, scada o similar. Utilizado para chequeo cruzado	Monitoreo continuo, registro mensual.
3	$GEN_{proy,y}^{SIN}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta inyectada a la red por la actividad de mitigación en el año y	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional, plc, scada o similar. Utilizado para chequeo cruzado	Monitoreo continuo, registro mensual
4	$GEN_{proy,y}^{TOT}$	MWh/año	Cantidad de energía eléctrica neta generada a la red por la actividad de mitigación en el año y que es utilizada para autoabastecer a la instalación industrial e inyectar excedentes a la red	Mediante un medidor de electricidad bi-direccional	Monitoreo continuo, medición horaria y registro mensual

### 2.3.5.2 Monitoreo de co-beneficios

El monitoreo de los co-beneficios económicos, ambientales y sociales permite establecer los impactos positivos que genera el proyecto por sobre los requisitos ambientales y legales exigidos por la autoridad ambiental. Este monitoreo considera que se realice un seguimiento de los co-beneficios que el proyecto indica que se generarían como resultado de su implementación. Si bien puede haber más co-beneficios al menos se deben considerar:

**TABLA 2-20: Co-beneficios a ser monitoreados**

Nº	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	Reducción a los impactos de la salud	Alto Medio Bajo	Reducción de contaminantes locales por la implementación del proyecto	Medición indirecta de la reducción de contaminantes locales, asociada a cada MWh de energía generada por el proyecto. La valorización se realiza usando los rangos definidos por el MSM	Anual
2	Favorece desarrollo de comunidades locales	n/a	Contribución del proyecto a la comunidad cercana donde se emplaza	Documentar si se realizó la contribución por parte del proyecto en servicios esenciales como educación, salud, comunicaciones, saneamiento; o contribuye con infraestructura vial que incrementa conectividad; o contribuye con caminos en localización del proyecto	Anual
3	Creación de empleo	Número de empleos totales	Empleos que se generan tanto en la fase de construcción y operación y su evolución en el tiempo	Identificar y documentar los empleos directos, e identificar y describir los empleos indirectos, según la etapa del proyecto	Anual

### 2.3.5.2.3 Reporte de los proyectos

El desarrollador de proyecto debe preparar un reporte anual que comunique a CAF los resultados del Plan MRV de su proyecto. Asimismo, este reporte puede ser de utilidad para reportar a autoridades gubernamentales responsables de hacer seguimiento a las acciones de mitigación de GEI, como lo es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Por tanto, el reporte puede servir para dos fines: proporcionar información sobre el cumplimiento de los requisitos acordados con CAF, en relación con la reducción de emisiones de GEI y co-beneficios; y proporcionar información a la entidad nacional competente para su inclusión en las comunicaciones nacionales, reportes bienales o reportes de avance de las metas nacionales de reducción de emisiones de GEI, que el gobierno realiza ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático si es que se considera pertinente.

Se consideran formatos de reporte estándar, para asegurar consistencia, comparabilidad y transparencia.

#### **Reporte Plan MRV Proyectos**

El reporte del plan de MRV de los proyectos corresponde al detalle de cómo se realizará el seguimiento de cada uno de los parámetros que se debe monitorear para calcular la reducción de emisiones. Para esto se cuenta con parámetros ya establecidos para ser monitoreados por cada escenario (ver sección anterior). Por lo cual es responsabilidad del desarrollador de proyectos especificar los registros específicos y los equipos con los que dará cumplimiento al plan de monitoreo, en el DDAM. Cualquier modificación a la frecuencia o a los parámetros que se haga durante la fase de “Implementación del Plan de monitoreo”, se debe informar a CAF, para su aprobación. A continuación se muestra el formato que se debe llenar para cada uno de los parámetros que se van a monitorear:

**TABLA 2-21: Formato – Parámetros a ser monitoreados como parte del Plan MRV**

Dato / Parámetro	
Unidad	Indicar unidad de medición
Descripción	Entregar un breve descripción del dato/parámetro
Fuente del dato	Indicar la fuente(s) del dato
Descripción del método de medición y los procedimientos a ser aplicados	Especificar el método y el procedimiento de medición, cualquier estándar o protocolo que se va a seguir, y la persona/entidad responsable de la medición. Incluir cualquier información relevante respecto a la precisión de la medición.
Frecuencia de monitoreo/registro	Especificar la frecuencia de medición y registro
Valor monitoreado	Entregar un valor estimado para el dato/parámetro
Equipo de monitoreo	Identificar el equipamiento usado para monitorear el dato/parámetro, incluir tipo, clase de precisión, y número de serie del equipamiento, según sea apropiado.
Procedimientos QA/QC a ser aplicados	Describir los procedimientos de aseguramiento de calidad y control de calidad (QA/QC) que se van a aplicar, incluyendo los procedimientos de calibración cuando sea aplicable.
Finalidad de los datos	Indicar uno de los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculo de las emisiones de línea base</li> <li>• Cálculo de las emisiones de proyecto</li> </ul>
Método de cálculo	Cuando es aplicable, entregar el método de cálculo, incluyendo cualquier ecuación, usada para determinar el dato/parámetro.
Monitoreo de contingencia	Especificar el método y procedimiento de medición a aplicar en caso de falla del método principal.

## Reporte de monitoreo de proyectos

El reporte de monitoreo, según sea el proyecto, considera que el desarrollador de proyecto complete un modelo de reporte entregado por el MSM. La información contenida en este reporte, junto con la información proporcionada por el MSM, se ajustan a los lineamientos otorgados por la Propuesta de “Guía para la formulación y evaluación de Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas en Colombia”.

Adicionalmente, se deben incluir en este reporte las planillas de cálculo de reducción de emisiones, que son entregadas por CAF como parte del MSM. Las planillas de cálculo se desarrollaron para cada uno de los escenarios de proyecto. Cualquier otra planilla de cálculo complementaria también se debe adjuntar en este reporte.

El contenido del reporte de monitoreo es el siguiente:

- Una descripción y detalles del proyecto
- Estado de implementación del proyecto
- Datos y parámetros
- Cuantificación de la reducción de GEI
- Seguimiento a Co-beneficios
- Monitoreo de cumplimiento ambiental

### 2.3.5.3 Lineamientos para la verificación del MSM

#### 2.3.5.3.1 Generalidades

La verificación es un proceso sistemático, independiente y documentado que evaluará la declaración de los desarrolladores de proyectos frente a los criterios establecidos en el MSM para medir y reportar la declaración sobre los gases de efecto invernadero. La verificación es efectuada por una entidad verificadora independiente (EVI), que disponga del personal competente y la experiencia demostrada en actividades similares, aplicando principios de objetividad, ecuanimidad, ética y el debido cuidado profesional.

#### 2.3.5.3.2 Verificador

La EVI deberá demostrar:

- a) Competencia profesional
- b) Independencia de las partes interesadas del MSM
- c) Declararse impedido si se encuentra en conflicto de intereses
- d) Aplicar la ética en la totalidad del proceso
- e) Ajustarse a la veracidad y exactitud
- f) Cumplir los requisitos legales, estatutarios y contractuales del MSM

### 2.3.5.3 *Proceso de verificación*

Se ejecutarán los lineamientos aplicables de la norma NTC – ISO 14064-3 “Gases de efecto invernadero. Parte 3. Especificación con orientación para la validación y verificación de declaraciones sobre gases de efecto invernadero”.

### 2.3.5.4 *Reporte de verificación de los proyectos*

La verificación es un proceso que confirma que lo que se ha medido y reportado es completo, consistente y confiable, con base en el progreso de la implementación del proyecto. Una EVI hace la verificación al desarrollador del proyecto y a CAF, con el objetivo de lograr objetividad y neutralidad, y para que dicha entidad pueda emitir una opinión experta sobre la validez de los resultados e impactos alcanzados por el proyecto. Los requisitos específicos que se solicitarán a la entidad verificadora independiente, así como los lineamientos que se le solicitarán para hacer el proceso de verificación, se presentan en la sección de Aspectos Institucionales.

Adicionalmente, la entidad independiente debe verificar que la información que se incluyó en el DDAM es correcta y en caso de encontrar desviaciones o diferencias reportarlas.

El formato del reporte de verificación contiene la información relevante y necesaria que la EVI debe desarrollar, dado que este reporte será el que define cuantas serán las reducciones de emisiones que son sujetas al pago del incentivo.

El contenido del Reporte de Verificación es el siguiente:

- Una descripción breve de la verificación y el proyecto
- El propósito y alcance de la verificación
- El método y criterio usado para la verificación
- El número de hallazgos levantados durante la verificación
- Co-beneficios
- Cumplimiento ambiental
- Resumen y conclusión de la verificación

### 2.3.5.5 Costos asociados al MRV

Dadas las características y exigencias del Plan de Monitoreo MRV, en términos de necesidades de equipos y medidores (ver Tabla 2 15 a Tabla 2 19) se confirma que para la correcta implementación del MRV, los proyectos no requieren inversiones adicionales en instrumentación, ya que reglamentariamente (Ley 142 y Ley 143 de 2004, Código de Medida Resolución CREG 20038 de 2014), se obliga al cogenerador o generador a emplear medidores bidireccionales calibrados por laboratorios de metrología acreditados ante ONAC. Estos medidores cumplen las características requeridas en el plan de monitoreo.

Respecto de los costos asociados a la verificación de las reducciones de CO<sub>2</sub> de los proyectos, considerados como parte de la asistencia técnica que puede proveer CAF en el contexto del MSM, estos corresponden a la contratación de una entidad verificadora independiente, cuyos costos por proyecto fluctúan entre los 4.200 y 6.400 USD, considerando:

- Costo por auditor: 500-600 USD por día
- Costo auditor senior: 900-1.000 USD por día
- 3-4 días de auditoría

Es importante indicar que estos valores no contemplan costos de traslado, alojamiento y movilización requeridos para los auditores<sup>75</sup>.

### 2.3.6 CO-BENEFICIOS

Los proyectos que se implementen bajo el MSM tendrán efectos positivos en la reducción de GEI, como también en el desarrollo sustentable del país. Los impactos de un proyecto de mitigación pueden ser efectos positivos o negativos, o ambos. La evaluación y la valorización de estos impactos pueden consistir en un trabajo exhaustivo y extenso que permite entregar una segunda capa de información para la toma de decisiones sobre actividades de mitigación en el país.

---

75. Las fuentes de información corresponden a los costos entregados por las entidades verificadores en el marco de verificaciones MDL y/o VCS, para proyectos de generación eléctrica en Latinoamérica.

En este caso, con el objetivo de simplificar la identificación y valoración de los impactos, se consideran solo aquellos impactos positivos provenientes de los proyectos, que son los llamados co-beneficios. Además se considera que los potenciales efectos negativos se identificarán en el proceso de licenciamiento ambiental y aprobación de crédito, y se abordarán en estos dos procesos. Existen múltiples co-beneficios que se pueden identificar a partir de los proyectos, en las dimensiones ambientales, socioculturales y socioeconómicas, entre otras. Sin embargo, se ha simplificado el análisis para facilitar la valoración por parte del MSM y por parte de los desarrolladores de proyecto, mediante la identificación preliminar de los co-beneficios más relevantes de las actividades de mitigación seleccionadas y una propuesta para su valoración.

El estudio de base utilizado para la selección de los co-beneficios ha sido “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” desarrollado por UPME en 2015<sup>76</sup>. En dicho estudio se identifican los siguientes beneficios ambientales y sociales de las FNCER: i) ahorro de combustibles fósiles, ii) reducción de emisiones de efecto invernadero, y iii) reducción de impactos en la salud. Adicionalmente se identifican los siguientes beneficios económicos: i) desarrollo económico, y ii) creación de empleo. En dicho documento se incluye la biomasa como parte de la generación, a partir de FNCER.

Para efectos del Mecanismo Sectorial de Mitigación, se ha seleccionado un co-beneficio ambiental, un co-beneficio sociocultural y un co-beneficio socioeconómico. A continuación, se presentan la selección y la valoración de cada co-beneficio asociado a los proyectos de electricidad de FNCER y co-generación con Biomasa, en función de la dimensión de la sustentabilidad a la cual pertenece. Los tres co-beneficios identificados se ponderan en igual proporción y se obtiene el puntaje final para cada proyecto de Electricidad de FNCER y Co-generación con Biomasa.

---

76. Fuente: [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

## **Dimensión ambiental: Co-beneficio 1. Reducción de impactos a la salud.**

La reducción de impactos en la salud resulta de la estimación de los contaminantes locales emitidos por las plantas de generación eléctrica convencional tales como centrales térmicas a carbón y gas, que son desplazadas por la generación eléctrica no convencional y por la Co-generación con Biomasa. Asimismo, se deben identificar los contaminantes emitidos por las centrales de FNCER y por la Co-generación por Biomasa. La tasa de emisión de cada contaminante local se realiza de acuerdo con las características de cada planta y por la región afectada por la emisión de contaminantes locales, así como su densidad local y regional<sup>77</sup>.

Los contaminantes locales cuya emisión deriva en daños a la salud son el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), los óxidos nitrosos (NO<sub>x</sub>), el material particulado (PM<sub>10</sub>), los sulfatos y nitratos. Para estimar las consecuencias por daños a la salud, se consideran afectaciones tales como bronquitis crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades respiratorias, visitas a sala de urgencias, crisis aguda de asma, tos crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades cardiovasculares, mortalidad crónica, mortalidad aguda y días de actividad restringida. Adicionalmente, existen efectos diferenciados sobre la población de acuerdo con la edad y la tasa de ocupación. El valor final del co-beneficio es la suma del valor de cada afectación tenida en cuenta en el estudio. Tomando como base el estudio “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” desarrollado por UPME, donde el costo de la externalidad es asignada a cada MWh de energía generada con FNCER que desplaza emisiones térmicas de gas y carbón según la siguiente tabla. Este costo presume que la emisión de contaminantes locales a partir de plantas con FNCER (incluyendo la biomasa) es cero. La información que se presenta a continuación se usa como referencia para asignar un criterio de valoración no económico al co-beneficio para ser usado en la priorización de los proyectos.

---

77. Fuente: [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

**TABLA 2-22: Costo de externalidades negativas de centrales térmicas**

Tecnología	Zona	Costo	Unidad
Térmica a gas	Zona rural	1.883,48	COP/MWh
	Zona urbana	1.950,75	COP/MWh
Térmica a carbón	Zona rural	22.945,65	COP/MWh
	Zona urbana	35.293,12	COP/MWh

La propuesta de valoración de este co-beneficio para el MSM es considerar que las centrales de FNCER y la Co-generación con Biomasa desplazarán centrales de las cuatro características, reduciendo el impacto en la salud, es decir, la magnitud de este co-beneficio dependerá solamente del tamaño del proyecto en términos de la electricidad generada por el proyecto en MWh/año y efectivamente alimentada a la red SIN.

**TABLA 2-23: Co-beneficio 1**

	Rango	Puntaje
Co-beneficio 1: Reducción de impactos a la salud	<b>Alto</b> (electricidad alimentada a la red sobre 60.000 en MWh/año).	3
	<b>Medio</b> (electricidad alimentada a la red entre 30.000 y 60.000 en MWh/año).	2
	<b>Bajo</b> (electricidad alimentada a la red bajo 30.000 en MWh/año).	1

## Dimensión sociocultural: Co-beneficio 2. Favorece el desarrollo de comunidades locales.

Estos proyectos podrían favorecer el desarrollo de las comunidades que verán mejorada su accesibilidad como producto de las obras de construcción accesorias a las centrales de FNCER y Co-generación con Biomasa (camino y vialidad), y refuerzo de servicios como salud y educación. Además, estas zonas también pueden potenciar actividades turísticas nuevas. Este co-impacto depende de la formulación de cada proyecto, de su localización, de la cercanía a la población local y de cómo se consideran los intereses de esta población en el proceso.

La magnitud de este co-beneficio dependerá del compromiso de los desarrolladores de proyecto con la comunidad en la que se inserta el proyecto. Es necesario que exista un efectivo traspaso de beneficios del proyecto a las comunidades locales y que genere bienes y servicios a nivel local/regional.

**TABLA 2-24: Co-beneficio 2**

	Rango	Puntaje
Co-beneficio 2: Favorece desarrollo de comunidades locales	Alto (proyecto contribuye con servicios esenciales como educación, salud, comunicaciones, saneamiento, o similar)	3
	Medio (proyecto contribuye con infraestructura vial que incrementa conectividad con centros urbanos o llegada de turistas o similar)	2
	Bajo (proyecto contribuye con caminos en localización del proyecto o similar)	1

## Dimensión socioeconómica: Co-beneficio 3: Creación de empleo.

El último con-beneficio considerado es la creación de empleo, que forma parte del desarrollo económico local. El estudio “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” desarrollado por UPME, cita diversos estudios de instituciones que abordan esta temática, e incluso que comparan explícitamente la creación de empleo en proyectos de FNCER, con proyectos

de energías fósiles, razón por la cual se utilizan los resultados de este estudio y más específicamente sus indicadores para la generación de empleo directo<sup>78</sup>.

Según el estudio “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, desarrollado por UPME, las estimaciones de factores de empleo para diferentes FNCER se presentan en la siguiente tabla.

**TABLA 2-25: Valor de creación de empleo por tecnología**

Tecnología	Valor de empleos (USD/MWh año)
Eólica	2,75
Fotovoltaica	6,71
Geotérmica	0,28
Biomasa (bagazo de caña y palma de aceite)	0,32

Cabe destacar que el estudio de referencia no presenta información de PCH, para efectos de esta valoración se considera que por las características de esta tecnología podría ser asimilable a la tecnología eólica, no se considera que sea asimilable a la co-generación con biomasa, dado que los proyectos se realizan en instalaciones ya operativas, por lo cual la creación de empleo es menor de forma comparativa. La propuesta de valoración de este co-beneficio para el MSM es considerar que los proyectos con tecnología eólica tendrán un impacto mayor en la creación de empleo que aquellos que generen electricidad a partir de bagazo o palma, según la siguiente escala de valoración, siendo el de mayor valorización la tecnología fotovoltaica.

78. Fuente: [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

**TABLA 2-26: Co-beneficio 3**

	Rango	Puntaje
Co-beneficio 3: Creación de empleo	Alto (proyectos FNCER con tecnología fotovoltaica)	3
	Medio (proyecto FNCER con tecnología eólica y PCH)	2
	Bajo (proyectos de Co-generación con Biomasa)	1

A continuación, y a manera de ejemplo de la aplicación del sistema propuesto, se calcula el puntaje de los proyectos identificados. Los tres co-beneficios identificados se ponderan en igual proporción y se obtiene el puntaje final para cada proyecto tipo de Electricidad de FNCER y Co-generación con Biomasa.

**TABLA 2-27: Ponderación co-beneficios**

Proyecto	Sector	Co-beneficio 1 Reducción de impactos a la salud	Co-beneficio 2 Favorece desarrollo de comunidades locales*	Co-beneficio 3 Creación de empleo	Valor Final Co-beneficios
Co-generación Ingenio A	Co-generación caña	2	1	1	1,3
Co-generación Ingenio B	Co-generación caña	3	1	1	1,7
Co-generación Extractora A	Co-generación palma	2	1	1	1,3
Parque Eólico A	Parque Eólico	3	2	2	2,3
Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	3	2	3	2,7
Central PCH A	PCH	3	2	2	2,3

\*Asume que los proyectos en instalaciones nuevas tienen Rango Medio y en instalaciones Existentes bajo

## 2.4

# Aspectos institucionales

### 2.4.1 GENERALIDADES

Como parte del diseño inicial del MSM, se presentan los aspectos y mapeo institucional, de acuerdo con la información recolectada de los principales actores considerados estratégicos.

Este apartado se divide en cuatro secciones.

- Primera: objetivos de los aspectos institucionales
- Segunda: elementos del componente institucional (objetivos, roles e instituciones propuestas por cada elemento)
- Tercera: etapas del componente institucional
- Cuarto: conclusiones y recomendaciones

### 2.4.2 OBJETIVOS DEL COMPONENTE INSTITUCIONAL

El Componente Institucional tiene como objetivo general identificar y caracterizar las alianzas estratégicas consideradas claves para la implementación exitosa del MSM, en los sectores industrial y energético de Colombia, a través de eficiencia energética en el sector industrial

(co-generación) y generación de energía renovable en el sistema energético nacional.

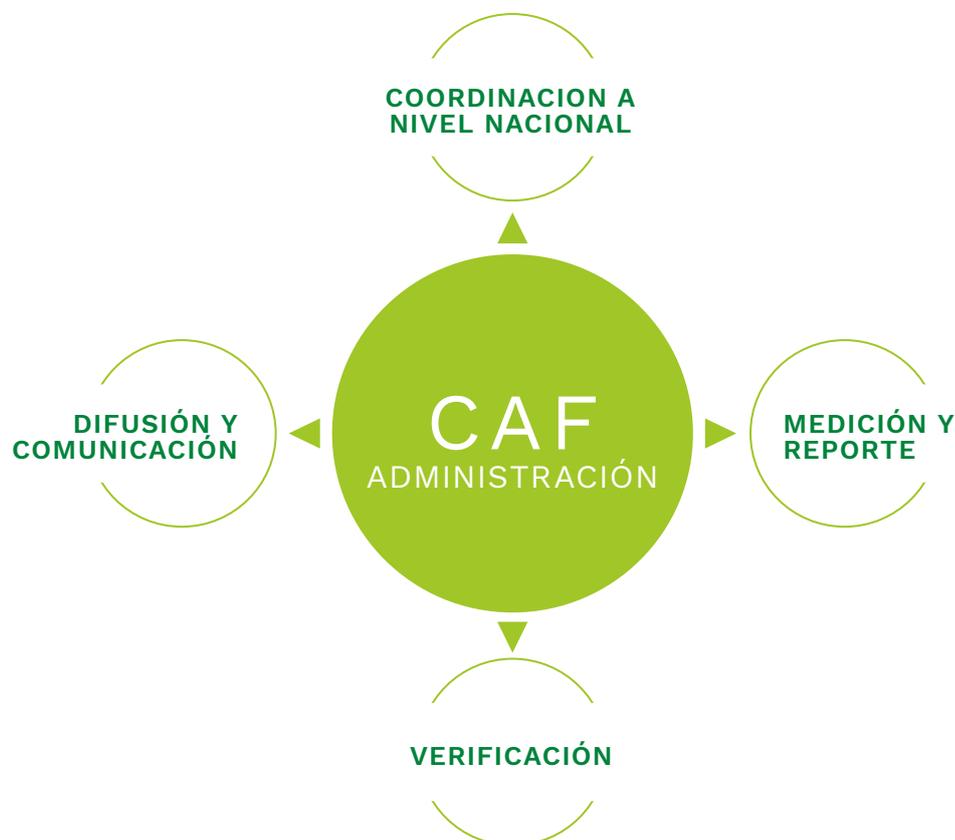
Para la tarea, se presenta como objetivos específicos:

- Elaborar el mapeo institucional identificando los potenciales actores, aliados, o socios locales estratégicos en el contexto nacional de Colombia para la implementación del MSM.
- Proporcionar información detallada sobre los aliados, y su papel potencial en la implementación del MSM.

### 2.4.3 ELEMENTOS DEL COMPONENTE INSTITUCIONAL

A continuación, se presentan los principales elementos propuestos para conformar el componente institucional del MSM. De igual manera, se detalla los objetivos de cada uno y su relevancia dentro del mecanismo.

**ILUSTRACIÓN 2-10:** Elementos Componente Institucional



Fuente: Autor

### 2.4.3.1 Administración del MSM

La administración del MSM está a cargo de CAF. CAF, junto con KfW, y en coordinación con la Comisión Europea, son los encargados de definir dónde se implementará la facilidad PBC en Latinoamérica, que en su primera fase piloto será financiado mediante la Facilidad de Inversión para Latinoamérica-LAIF de la Unión Europea.

El rol de CAF como administrador del MSM y las otras entidades de administración y financiamiento mencionadas se detalla a continuación:

**TABLA 2-28: Rol de Entidades de Administración y Financiamiento del MSM Unión Europea (LAIF)**

		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilidad de Inversiones en América Latina Donación de recursos</li> <li>• (Donación 10 MM EUR), de los cuales 4 MM EUR, podrían ser asignados para Colombia</li> <li>• Aprobación de la selección de los mecanismos a apoyar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Apoyo y cooperación</b> para la implementación del MSM</li> <li>• <b>Selección</b> de los mecanismos y proyectos</li> <li>• <b>Desembolso</b> del pago por desempeño del MSM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Implementación y Administración</b> del MSM</li> <li>• <b>Articulación</b> entre los diferentes actores del MSM</li> <li>• <b>Seguimiento y asistencia técnica</b></li> </ul>

Fuente: Adaptación Términos de Referencia MSM

### 2.4.3.2 Coordinación Nacional del MSM

La coordinación nacional tiene como objetivo la articulación entre entidades involucradas en la implementación y seguimiento del MSM.

La coordinación principal del MSM está a cargo de CAF y como actores o aliados principales para la coordinación nacional del MSM se encuentran las siguientes instituciones:

TABLA 2-29: Actores en la coordinación institucional

Entidad y/o Institución	Nivel	Clasificación	Competencia
Ministerio de Minas y Energía - MME	Macro (Nacional)	Entidad Pública Nacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es la entidad pública nacional encargada de formular, adoptar e implementar la política pública en el sector energía.</li> <li>• El MME<sup>79</sup> formula políticas orientadas a que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables.</li> <li>• Igualmente el MME formula, adopta, dirige y coordina la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía, entre otros.</li> <li>• Actualmente, se cuenta con un Memorando de Entendimiento - MoU entre MME y CAF.</li> </ul>
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS	Macro (Nacional)	Entidad Pública Nacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es la entidad pública nacional que define la política Nacional Ambiental y, a través de su Dirección de Cambio Climático, aporta los elementos técnicos y divulga las acciones que deben asumir los sectores público y privado, en materia de mitigación y asesora el diseño e implementación de políticas, programas y proyectos para el desarrollo bajo en carbono del país.</li> <li>• Le corresponde dirigir el Sistema Nacional Ambiental (SINA). En la medida de lo posible, y en caso de ser necesario, se espera contar con el apoyo del MADS para la articulación con las autoridades ambientales (ANLA y/o Corporaciones Autónomas Regionales) en el desarrollo de los proyectos seleccionados.</li> </ul>

Coordinación a Nivel Nacional



Fuente: Autor

Los roles de cada una de las instituciones se presenta en el numeral 2.4.4.

79. MME. <https://www.minminas.gov.co/funciones>

### 2.4.3.3 Monitoreo y reporte del MSM

Con el monitoreo y el reporte se busca generar una herramienta que permita realizar seguimiento al avance y a la efectividad del mecanismo, lo cual permite contar con información para la toma de decisiones, en cuanto al cumplimiento de los objetivos del MSM y contribuye a dar transparencia y confiabilidad; así como de cada una de las actividades de mitigación (proyectos) que participen en el mismo.

Con el Monitoreo y Reporte se busca generar los registros para demostrar el desempeño real de las actividades de mitigación, aspecto fundamental en cualquier financiamiento climático por desempeño, y que en este caso, permitirá entregar los incentivos económicos basados en el desempeño.

La implementación de un sistema de monitoreo y reporte es responsabilidad de los desarrolladores de proyectos:

**TABLA 2-30: Roles y actores en la medición y reporte**

Entidad y/o Institución	Nivel	Clasificación	Competencia
Desarrolladores de proyectos	Meso (local)	Privados y/o Públicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son los encargados de implementar y operar los proyectos de eficiencia energética en el sector industrial y/o de la generación de energía, a partir de fuentes renovables no convencionales en el sistema energético nacional.</li> <li>• La selección de desarrolladores de proyectos se realizara cumpliendo criterios de elegibilidad.</li> </ul>



Fuente: Autor

Mayor detalle de los roles de desarrolladores e instituciones, se presenta en el numeral 2.4.4.

#### 2.4.3.4 Verificación del MSM

La verificación es un proceso que confirma que lo que se ha medido y reportado es completo, consistente y confiable, con base en el progreso de la implementación del proyecto. Una entidad verificadora técnica independiente deberá hacer la verificación. Será requisito que la entidad de verificación forme parte de alguno de los siguientes listados:

- Cuerpos de Validación y Verificación del VCS (Verified Carbon Standard) <http://database.v-c-s.org/verification-validation/find-vvb> (lista de entidades), o
- Entidades Operacionales Designadas (DOE), acreditadas por la Junta Ejecutiva del MDL (CDM EB) <https://cdm.unfccc.int/DOE/list/index.html>

Además de lo anterior, la entidad verificadora deberá contar con experiencia acreditable, en la validación o verificación, o ambas, de proyectos de reducción de emisiones de GEI bajo el Verified Carbon Standard (VCS) o el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en Colombia, específicamente en proyectos asociados a energías renovables con inyección a la red o co-generación.

CAF, como administrador del Mecanismo Sectorial, será el encargado de recibir los reportes de verificación, aceptarlos y de solicitar en KfW efectúe el pago del incentivo, según se indicó en el numeral 2.4.3.1.

Por su parte, UPME en su rol de *Chief Information Officer* del sector energético colombiano, además de proveer información relevante para el MRV de los proyectos, en particular el factor de emisión, podría ejercer un papel validador de los reportes de verificación antes de que CAF solicite el desembolso de los incentivos al KfW.

Las entidades verificadoras independientes se encuentran como actores principales para las actividades de verificación en el contexto del MSM, , debidamente acreditadas, para verificar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero informadas por los proyectos (actividades de mitigación), a través del mecanismo de monitoreo y reporte establecido.

En el ámbito nacional la acreditación es otorgada por el ONAC, organismo nacional de acreditación, y en el caso de entidades internacionales, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) ha otorgado calificación a verificadores, dentro de las cuales se cuenta con el Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC)<sup>80</sup>.

---

80. <http://www.icontec.org/index.php/es/nuestra-compania/nuestra-compania/beneficios-de-nuestros-productos>

TABLA 2-31: Roles y Actores en la Verificación

Entidad y/o Institución	Nivel	Clasificación	Competencia
Entidades verificadoras Independientes <sup>81</sup>	Nacional o Internacional	Empresas Privadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son los encargados de verificar que los proyectos del MSM hayan reducido emisiones de GEI.</li> <li>• Las entidades de verificación que constatarán el cumplimiento de los requisitos para el otorgamiento del incentivo en el MSM, deben ser independientes para no generar conflictos de interés y rendir los informes técnicos a CAF quien toma la decisión de solicitar los incentivos.</li> <li>• Una exitosa verificación de las reducciones de emisiones, permitirá efectuar los desembolsos, y por tanto el éxito del MSM.</li> </ul>
UPME <sup>82</sup>	Nacional	Pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>• UPME en su rol de <i>Chief Information Officer</i> del sector energético Colombiano, además de proveer información relevante para el MRV de los proyectos, en particular el factor de emisión, podría ejercer un rol validador de los reportes de verificación antes de que CAF solicite el desembolso de los incentivos al KfW.</li> </ul>

81. Si bien se cuenta con normas internacionales, que regulan la actividad de verificación:

- ISO 14064:2006 –Parte 3 “Especificación con orientación para la validación y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero”.
- ISO 14065:2013 “Requisitos para los organismos de validación y verificación de gases de invernadero para su uso en acreditación u otras formas de reconocimiento”. Debido a la incipiente cantidad de empresas que se encuentran acreditadas bajo la norma ISO 14065:2013, no constituirá un requisito de la entidad verificadora del Plan MRV.

82. Este es un rol potencial para UPME, y deberá ser explorado entre CAF, MME y UPME. A juicio del equipo consultor, si bien le da rigurosidad al proceso de verificación, incorpora un proceso adicional que puede tomar más tiempo y recursos en el MSM. Este rol y procedimiento no está considerado en el diseño definitivo del MSM en este informe.



**CAF SOLICITARÁ EL PAGO DEL INCENTIVO AL DESARROLLADOR CONTRA LA VERIFICACIÓN EXITOSA DE REDUCCIÓN DE LAS REDUCCIONES DE EMISIONES GEI DEL PROYECTO, EN EL MSM.**

Fuente: Autor

### 2.4.3.5 Difusión y comunicación del MSM

La actividad de difusión y comunicación tiene como objetivo informar y divulgar los resultados del MSM, en búsqueda de la promoción y de nuevos proyectos en cada sector para su posible participación en el MSM, así mismo, la replicación en otros sectores.

A **escala nacional** entre los gremios y las entidades para la divulgación de la comunicación, se tienen una diversidad de entidades como:

- Asociaciones de caña (Asocaña, Cenicaña, Procaña)
- Asociaciones o gremios de energía (Acolgen, SER-Colombia, Corpoema)
- Asociación de empresarios o industriales (ANDI)
- Cámara de comercio, como clúster de energía (Cali, Bogotá)
- Asociaciones de palma (Fedepalma)
- Entidades públicas (MME, MADS, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo IPSE, DNP (Sisclima))

A **escala internacional** se proyecta la divulgación de los resultados del MSM, mediante:

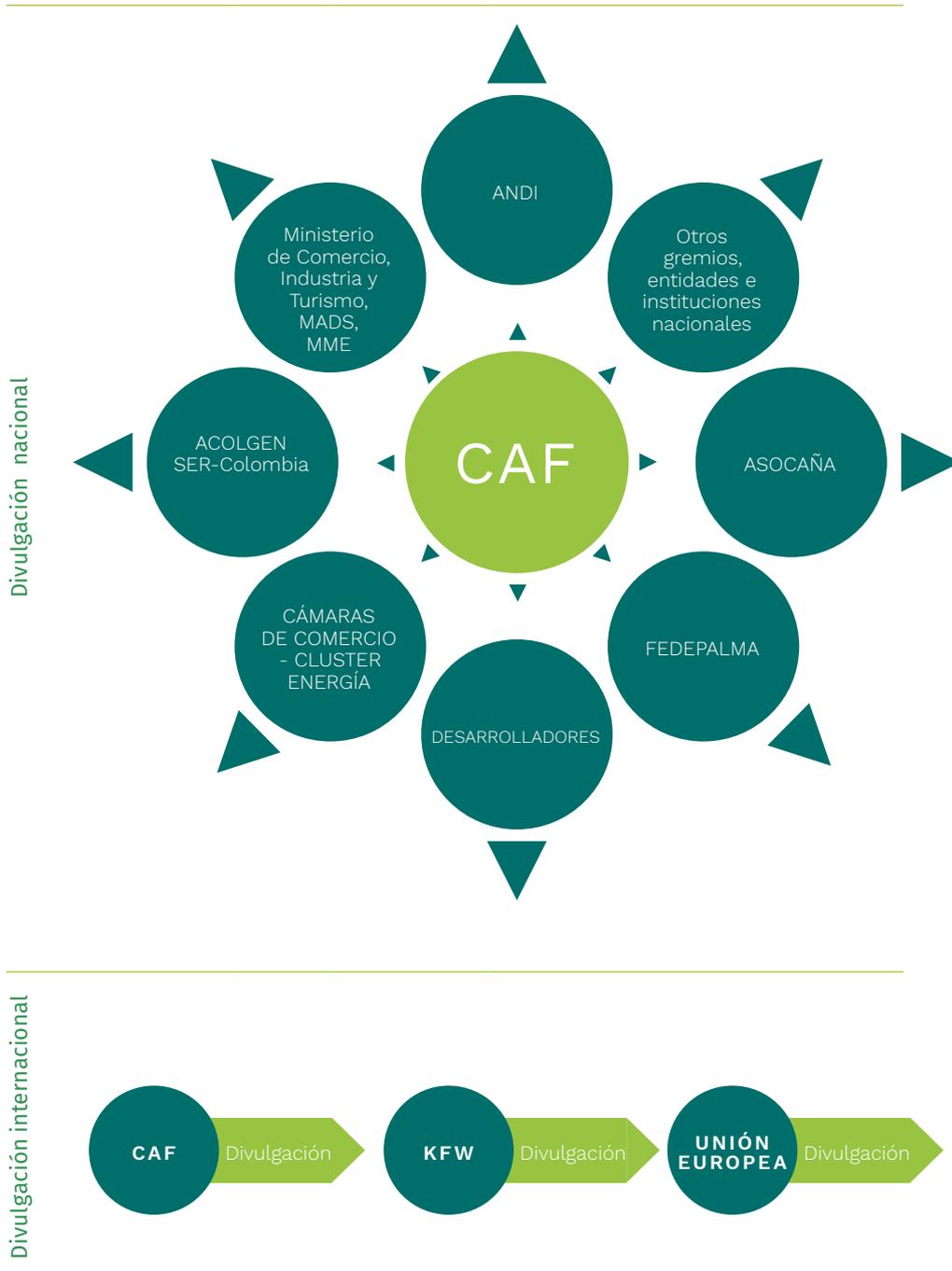
- Comisión Europea
- KFW
- CAF

Como actores principales para las actividades de difusión y comunicación del MSM se cuenta con los siguientes actores o aliados estratégicos:

**TABLA 2-32: Roles y actores difusión y comunicación**

Entidad y/o Institución	Nivel	Clasificación	Relevancia
Gremios y/o asociaciones	Meso	Privados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son actores del ámbito nacional y local con capacidades de articulación con empresas y público en general.</li> <li>• Son importantes para mostrar los beneficios del MSM, promover los resultados del MSM y aumentar la participación de otros proyectos en el MSM.</li> </ul>
Instituciones públicas nacionales	Macro	Públicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Difusión de resultados, comunicación de metas del MSM, en el ámbito nacional.<sup>83</sup></li> </ul>
Instituciones Multilaterales o Internacionales	Macro	Públicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Divulgación en el ámbito internacional, donde CAF comunique a KfW y este a su vez a la Unión Europea, los resultados del MSM.</li> <li>• Adicionalmente CAF, KfW y Unión Europea comuniquen resultados a otros actores de la comunidad internacional como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).</li> </ul>

83. Difusión en el contexto de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, difusión para facilitar la participación activa de los actores clave en las actividades propuestas en el MSM y promover el MSM entre las instituciones del sector.



Fuente: Autor

## 2.4.4 ROLES Y MAPA DE ACTORES O ALIADOS MSM

A continuación, se presenta el mapa de actores principales con los roles propuestos de las actores y/o aliados estratégicos para el MSM (Ver la siguiente tabla).

**TABLA 2-33:** Mapa de Actores y propuesta de Roles Principales MSM

ACTOR O ALIADO	Nombre	Rol Principal
	Corporación Andina de Fomento	Administrador
	Ministerio de Minas y Energía - MME	Apoyo Facilitación Nacional
	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS	Apoyo Facilitación Nacional
	Desarrolladores	Implementador
	Entidades verificadoras independientes	Verificador
	Gremios e Instituciones	Divulgación y comunicación

Fuente: Autor

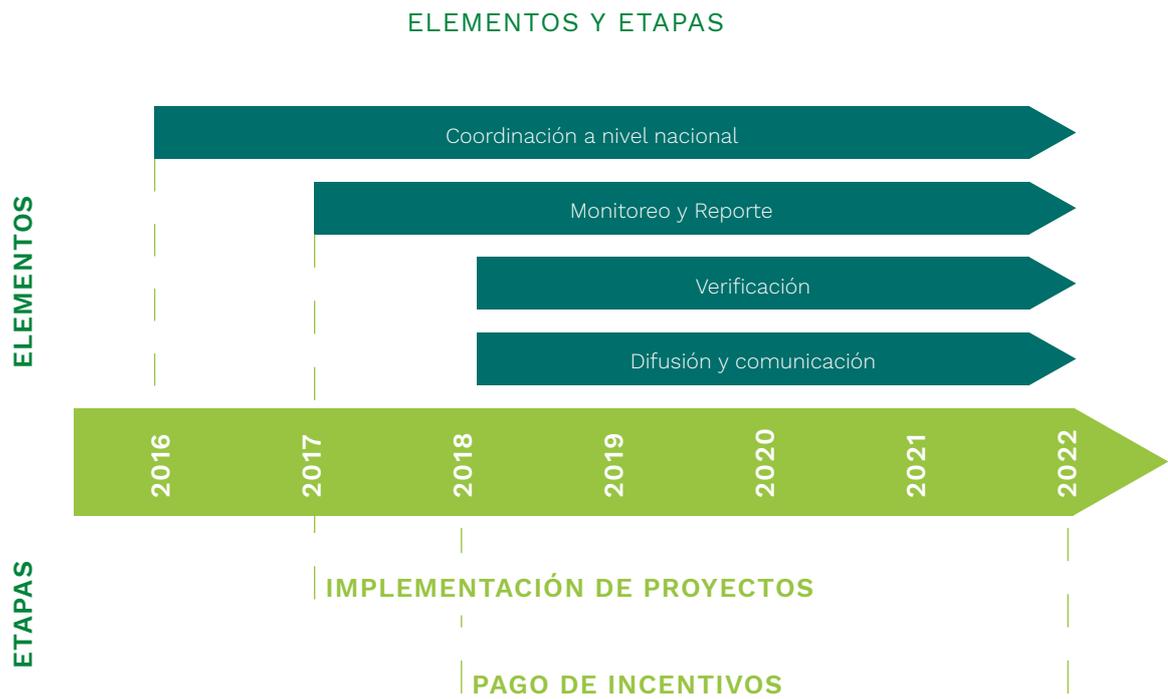
## Descripción

- **Coordinación:** se encargará de la articulación entre los diferentes actores del MSM
  - **Evaluación:** una vez los proyectos se hayan presentado para ser parte del MSM y siguiendo los lineamientos en el manual de operaciones, CAF evaluará los criterios técnicos, financieros y sociales de cada proyecto para determinar si es elegible al MSM.
  - **Monitoreo y reporte:** seguimiento y asistencia técnica a los participantes del MSM.
  - **Verificación y pago por desempeño:** una vez los proyectos hayan sido elegidos, CAF dará seguimiento al desempeño de las actividades de mitigación, revisará y aprobará las verificaciones de reducciones certificadas por las entidades de verificación, y solicitará los desembolsos correspondientes (pago por desempeño)
  - **Difusión y comunicación:** difundir los avances y los resultados del MSM a los diferentes actores de interés, a los desarrolladores de proyectos, a KfW y a otros bancos de desarrollo y actores interesados al escala internacional
- 
- **Facilitación:** MME se encargará de lograr la articulación con las entidades del sector energético como UPME y CREG, para analizar y, según los resultados, trabajar en las necesidades explícitas de superación de barreras descritas en este documento.  
Facilitación dentro del MSM, para que los aportes que se hagan desde el sector energía puedan contabilizarse dentro de los compromisos nacionales de reducción de GEI, según las características definidas para el sistema de Medición, Reporte y Verificación que adopte la Nación.
  - **Difusión y comunicación:** El MME hará difusión de resultados, comunicación de metas del MSM.
- 
- **Facilitación:** MADS se encargará de apoyar la articulación con las entidades del sector ambiental especialmente ANLA y SINA para lograr la superación de las barreras referentes al sector de licenciamiento ambiental descritas en este documento.  
Facilitación dentro del MSM, para que los aportes que se hagan desde el sector energía e industria puedan contabilizarse dentro de los compromisos nacionales de reducción de GEI.
  - **Monitoreo y Reporte:** MADS podrá apoyar y asesorar la elaboración de los procedimientos y métodos mediante los cuales se verificarán las reducciones en GEI, de tal forma que puedan ingresar a la los compromisos de contribución nacional.
  - **Difusión y Comunicación:** en conjunto con el MME y el DNP, MADS se encargará de desarrollar una estrategia para promocionar el mecanismo, al nivel de la ECDBC a escala nacional, así como presentarlo como un mecanismo de posible implementación en otros sectores.
- 
- **Monitoreo y Reporte:** implementar el plan de monitoreo requerido como parte de su sistema de gestión, operar el sistema de monitoreo y reporte, reportar. Operar la Actividad de Mitigación.
  - **Verificación:** facilitar el desarrollo de la verificación, ser parte de las auditorías de verificación, cumplir los procedimientos de monitoreo en los formatos que permitan asegurar una correcta verificación de las reducciones de emisiones de GEI.
  - **Difusión y Comunicación:** difundir y comunicar ante los gremios del sector resultados del MSM.
- 
- **Realización de actividades de verificación** de las reducciones de GEI, conforme a normas.
- 
- **Difusión y Comunicación:** desarrollar la estrategia para promocionar el MSM en las diferentes regiones y otros sectores; difusión de resultados, comunicación de metas del MSM. Participación en eventos, comunidades empresariales y académicas para la divulgación de las experiencias con las tecnologías de mitigación y los incentivos basados en el desempeño. Participación en la definición de políticas, normativa y reglamentación del sector.
  - **Divulgación** de los logros y lecciones aprendidas de los proyectos.

## 2.4.5 ETAPAS DEL COMPONENTE INSTITUCIONAL DEL MSM

Se presenta un resumen del componente institucional del MSM, en una línea de tiempo desde el 2016 al 2021, respecto de los elementos y etapas de implementación, operación y pago por resultados obtenidos.

**ILUSTRACIÓN 2-11:** Etapas del MSM



Fuente: CAF, Adaptación POCH 2016

# 2.5

## Aspectos financieros

### 2.5.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL MSM, INCENTIVOS Y ESCENARIOS DE ESTRUCTURACIÓN

Este numeral tiene como propósito efectuar un análisis financiero de distintos proyectos tipo de FNCER, de tal manera que se dé cuenta de los cambios en los indicadores de rentabilidad en los flujos de caja de los proyectos, a partir de la incorporación de incentivos a la reducción de emisiones.

Para ello, se hacen estimaciones sobre la forma como afectan los diferentes esquemas de incentivos y variantes, en formas y periodos de pago en los indicadores financieros, a través de tres escenarios. Estos escenarios permiten modelar bajo el portafolio de proyectos considerado como priorizado, cómo se cumplirían, las metas de reducción de emisiones de 500.000 toneladas de CO<sub>2</sub> y la asignación presupuestal de € 4 millones, combinando los montos de los incentivos, para alcanzar reducción de emisiones acumuladas al 2021 (t CO<sub>2</sub>).

En términos generales, se busca concluir si la incorporación u oferta del incentivo puede convertir a

un proyecto en financieramente viable o eventualmente pudiera promover las decisiones de inversión de un desarrollador de proyecto.

A partir de la información técnica disponible sobre estructuras generales de costos, características de las distintas tecnologías de los proyectos elegibles, montos de CAPEX estimados y otros factores técnicos relevantes, se realizan análisis de sensibilidad que ofrezcan información sobre los cambios marginales en los indicadores financieros, según los cambios en montos del incentivo por la reducción de emisiones.

Un aspecto adicional clave para el análisis financiero, se relaciona con variantes en cuanto en la estructura de pagos del incentivo, a través de la decisión sobre el otorgamiento de anticipos, sin el logro previo de las reducciones de emisiones.

Para el esquema de pagos en función del logro de metas de reducción de emisiones, se presentan diferentes variaciones, en caso de que se logren o no oportunamente las metas. En ciertos casos sólo se paga lo que se logre reducir en emisiones, según lo acordado para la meta anual y en otros se permite equiparar el pago de metas rezagadas, como una forma de ser consistentes con las posibilidades reales relacionadas con la ejecución y la operación de proyectos de FNCER, donde se debe reconocer la existencia de incertidumbre en distintas variables inherentes a estos tipos de proyectos.

Para ello se presentan también los cambios que se esperarían, mediante indicadores de rentabilidad, en caso de que se decida conceder anticipos a los distintos tipos de desarrolladores de proyectos.

Como complemento, para efectos de evaluar el efecto financiero directo de la oferta del incentivo, se muestra en cada caso del análisis de sensibilidad, la situación base o situación sin proyecto.

En resumen, el análisis de costos y beneficios financieros de los proyectos mostrados en esta sección tiene como objetivo principal estudiar el potencial de rentabilidad de diferentes proyectos de FNCER, así como el posible impacto de los posibles incentivos.

### 2.5.1.1 Análisis preliminar de costos y de factibilidad económica y financiera de Actividades de Mitigación (AdM)

Con el objeto de analizar el impacto de los incentivos, todos los cálculos y las sensibilizaciones se llevan a cabo con base en el análisis económico de los siguientes tecnologías/proyectos.

- a) Co-generación con bagazo
- b) Co-generación con palma
- c) Solar fotovoltaica
- d) Eólica
- e) Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).

La tabla siguiente muestra los proyectos tipo y sus características que se están tomando como base para el análisis.

**TABLA 2-34:** Resumen de características técnicas principales de proyectos tipo analizados\*

Proyecto	Tecnología	Potencia Total (MW)	Potencia al SIN (MW)	Generación (MWh/año)	Año de entrada	FE (t CO <sub>2</sub> /MWh)	Reducción emisiones (t CO <sub>2</sub> /año)
Expansión co-generación Ingenio A	Co-generación caña**	25	8	49.056	2017	0,349****	17.121
Co-generación nueva Ingenio B	Co-generación caña**	25	14	85.848	2017	0,388	33.309
Co-generación de Extractora A	Co-generación palma***	6	4	31.536	2019	0,388	12.236
Parque Eólico A	Parque Eólico	20	20	61.320	2018	0,388	23.792
Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	70	70	122.640	2018	0,388	47.584
Central PCH A	Pequeña Central Hidroeléctrica	20	20	70.080	2017	0,388	27.191

\* Supuestos basados en las experiencias tecnológicas

\*\* Para la reducción de emisiones se considera solo la energía entregada al SIN

\*\*\* Se asume que de 6 MW el proyecto entrega 4 MW al SIN, la reducción de emisiones es por la totalidad de la energía eléctrica generada.

\*\*\*\* El Factor de Emisión del Ingenio A tiene supuesto de uso de 5 % de carbón

La tabla siguiente muestra los principales indicadores económicos y de rentabilidad que presentan los proyectos, sin ningún tipo de incentivo y sin tomar los posibles beneficios de la regulación vigente.

**TABLA 2-35:** Indicadores de rentabilidad financiera de proyectos sin entrega de incentivos

Nº	Proyecto	Inversión (USD)	Financiamiento potencial (USD)	TIR %	VPN (USD)	PRD (años)
1	Expansión co-generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	16,34 %	8.168.602	12,37
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	10,78 %	5.404.935	14,12
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	12,74 %	3.034.703	12,61
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	6,23 %	421.745	19,56
5	Generación de energía solar fotovoltaico EA	74.200.000	51.940.000	5,94 %	-189.997	20,5
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	8,29 %	4.280.000	16,58

**Fuente:** cálculos a partir de las experiencias tecnológicas (Entre otros, ejemplos tomados de subastas del Perú y México)

Siguiendo los indicadores de rentabilidad financiera bajo el supuesto de que no se entregaran los incentivos, partiendo de una TIR del 6 %, se tiene que la mayoría de los proyectos tipo resultan ser rentables por sí solos. En el margen, un proyecto del tipo de fotovoltaico, tendría limitaciones en su rentabilidad. Por su parte, en un proyecto tipo eólico, podría modificar la rentabilidad de un nivel de indiferente a atractivo, con la incorporación de un incentivo como el que se propone.

En este contexto, donde ciertos proyectos tipo ameritarían aportes o incentivos adicionales para impulsar la decisión de inversión, cobra relevancia en el caso colombiano la implementación de la Ley 1715 de 2014. En esta norma se establece una serie de beneficios e instrumentos

tributarios, arancelarios y financieros de apoyo al desarrollo de las FNCER relacionados con<sup>84</sup>:

- La posibilidad a autogeneradores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional), para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con FNCER, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración.
- La creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGE), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas, a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional.
- La disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50 % de la inversión en proyectos con FNCER, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14).
- Apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.

Sin duda alguna, el gran reto para los proyecto tipo considerados en el presente análisis se relaciona con la reglamentación de los instrumentos, de tal manera que promuevan inversiones en materia de FNCER. En este sentido, a la fecha no se ha facilitado el acceso libre y efectivo a estos beneficios, cuestión que podrá marcar un punto de inflexión cuando el Gobierno Nacional logre poner de acuerdo a todos los actores y decida diversificar la canasta o matriz energética nacional.

---

84. Tomado de (UPME - HART, 2014)

### 2.5.1.2 Análisis de opciones para el mecanismo de incentivos

Los diferentes esquemas de incentivos que se proponen están basados en función de las reducciones de emisiones que se generan cuando un proyecto específico de mitigación demuestra que reduce gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto.

Los esquemas de incentivos propuestos no generan un producto transaccional, que se pueda intercambiar como CER o VER<sup>85</sup>, y tampoco tienen relación con los mismos. El incentivo se planea dentro de un acuerdo donde existe un compromiso entre el donante y la contraparte que desarrolla el proyecto y origina las reducciones de emisiones, el ofertante (normalmente el desarrollador de proyecto), para reconocer las reducciones de emisiones a través de un incentivo económico.

En otras palabras, el incentivo propuesto ofrece la posibilidad de que el desarrollador de proyectos reciba un incentivo económico, en función de los resultados de reducción de emisiones de GEI y el acuerdo se suscribe en un contrato, donde se establecen los términos y las condiciones para entregar progresivamente dicho incentivo, según el desempeño real en las reducciones de emisiones de GEI generadas en un periodo de tiempo.

El incentivo económico podría entregarse de diversas formas. A continuación se describen algunas posibilidades de estructura del incentivo, así como las implicaciones y los riesgos presentes para ambas partes. Las posibilidades que se describen son: (a) Pago del incentivo una vez se verifican las RE sin pagos anticipados, y (b) Pago del incentivo una vez se verifican las RE con pago anticipado.

---

85. Certified *Emission Reductions* (CERs) son unidades de reducciones que están regulados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, mientras que los Voluntary *Emission Reductions* (VERs) no están regulados.

### 2.5.1.2.1 Pago del incentivo una vez se verifican las RE sin pagos anticipados

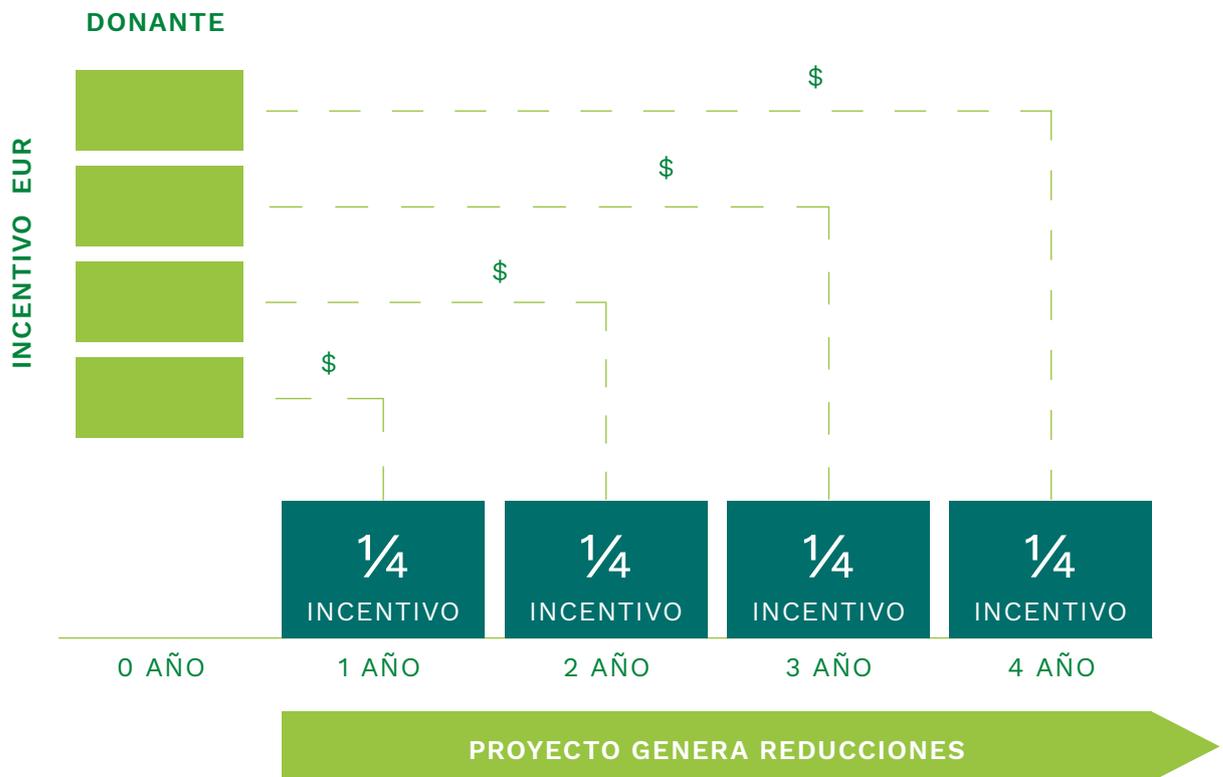
El incentivo para el dueño del proyecto puede estar estructurado en forma de un contrato de pago por las reducciones de emisiones a futuro, donde existe un compromiso del desarrollador de proyecto en entregar cierto número de reducción de emisiones equivalentes a cambio de una remuneración económica (en este caso el incentivo económico) por parte del donante. El acuerdo estipula un compromiso para entregar el incentivo de forma anual durante un periodo de tiempo acordado entre las partes y en donde cada año se lleva a cabo la transacción, según el nivel de reducción de emisiones logrado.

**TABLA 2-36: Incentivo de pago de incentivos por reducción de emisiones a futuro**

Estado de la “reducción”	Todavía no se ha generado, compromiso del desarrollador de que se entregarán en el futuro al donante.
Pago del incentivo	Contra verificación de las reducciones de emisiones y cumplimiento de los compromisos técnicos y financieros del proyecto.
Riesgo para el donante:	Despreciable y se descubre más adelante en la sección de escenarios
Precio (valor del incentivo):	Fijo, negociado desde el principio

La siguiente ilustración describe gráficamente cómo se entregaría el incentivo al dueño o desarrollador del proyecto. La barra verde representa el total del incentivo que se acuerda entregar al desarrollador a cambio de las reducciones de emisiones comprometidas. Las barras azules representan los pagos del incentivo que recibe el dueño en cada uno de los periodos en caso de que el proyecto genere las reducciones de emisiones acordadas y definidas en contrato por desempeño.

### ILUSTRACIÓN 2-12: Estructura general de entrega de incentivo según reducción de emisiones



La estructura de pagos de incentivos, una vez se verifiquen las reducciones de emisiones sin pago de anticipos, puede tener las siguientes variantes:

- a) El donante proporciona el incentivo económico, una vez que se demuestra que las reducciones de emisiones comprometidas se han alcanzado; sin embargo, si no se alcanzan las metas anuales de reducción de emisiones, el donante no tendría la obligación de pagar el incentivo al desarrollador de proyecto. Como se puede observar en la Ilustración 2-13, el pago del incentivo se efectuaría, a partir de las reducciones emisiones efectivas, de tal manera que si se alcanzan reducciones de emisiones superiores a las esperadas o comprometidas, se pagaría solo lo comprometido y en caso de no lograr la meta esperada, se paga lo que corresponde a las reducciones de emisiones logradas.

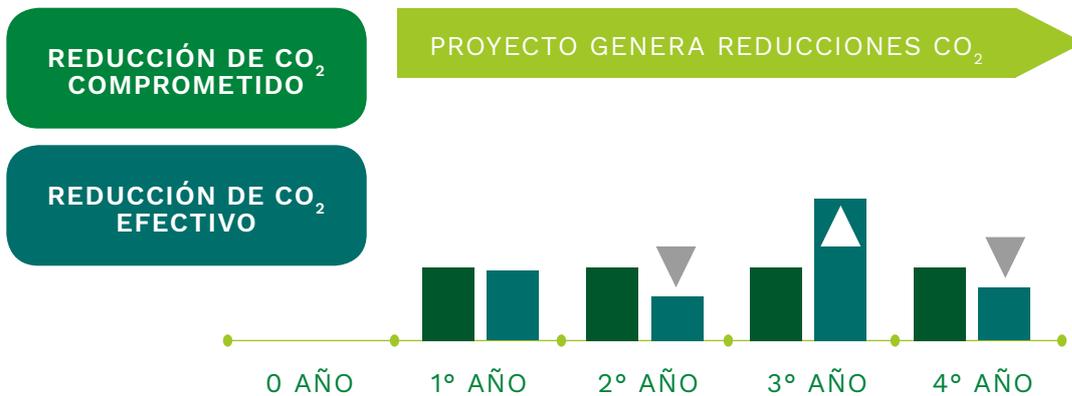
Es decir, que en caso de que el proyecto logre entregar las reducciones comprometidas, el desarrollador recibiría el incentivo comprometido

para el periodo correspondiente. La Ilustración 2-13 esquematiza un ejemplo de un proyecto donde existen periodos que entregan las reducciones de emisiones correspondientes y periodos donde no se alcanzan los objetivos. La tabla inferior a la Ilustración 2-13 muestra las emisiones comprometidas en cada periodo, las reducciones de emisiones efectivas (que entrega realmente el proyecto en cada período), la diferencia y el incentivo económico que recibe el dueño o desarrollador. En el ejemplo se aprecia que hay un “déficit” de reducción de emisiones en el año 2 y 4 y un “superávit” en el año 3. El total del incentivo recibido por el desarrollador en función a la reducción de emisiones de los cuatro años en el ejemplo equivale a 83 % del total estimado.

A partir de lo anterior, se indica que las metas totales de reducción de emisiones dependen del logro de las metas anuales y que el valor máximo equivalente de los incentivos pagados, depende en esencia de las metas comprometidas. Es decir, que este esquema aporta total certidumbre a los valores máximos a pagar, por incentivos por reducciones de emisiones a partir de la rigidez sobre la relación entre reducciones de emisiones efectivas e incentivos, puesto que no reconocería los “superávits” alcanzados.

Esta variante relacionada con la posibilidad de alcanzar o no las metas esperadas de reducción de emisiones cobra relevancia porque en la ejecución y operación de un proyecto de FNCER, no todas las variables físicas, climáticas o financieras pudieran estar controladas, de tal manera que de forma determinística se asegure el logro sistemático de las metas de reducciones tal cual lo planificado. Además de lo anterior, si se dejara abierta la posibilidad de que se reconozca a los dueños o desarrolladores de proyectos, el logro de reducción de emisiones por encima de lo esperado, podría presentarse la situación de insuficiencia de los recursos disponibles para el pago de incentivos.

**ILUSTRACIÓN 2-13:** Esquema general cuando no se cumple la meta de reducciones



Reducciones de CO <sub>2</sub>	Comprometido	25 %	25 %	25 %	25 %
	Efectivo	25 %	18 %	35 %	15 %
	Diferencia	-	-7 %	+10 %	-10 %
TOTAL pago incentivo		25 %	18 %	25 %	15 %

Total Incentivo Pagado = 83%

- b) El dueño del proyecto recibe un porcentaje del incentivo de forma fija e independiente si se alcanzaron los objetivos de reducciones de emisiones y además recibe una parte en forma variable en función del cumplimiento de los objetivos planteados.

En caso de que el objetivo de reducción de emisiones sea alcanzado, entonces el dueño recibiría el incentivo comprometido completo para el periodo reportado. La Ilustración 2-14 esquematiza el mismo ejemplo anterior, mostrando el impacto que tiene el pago fijo y variable del incentivo. El total del incentivo recibido por el dueño del proyecto en función a la reducción de emisiones de los cuatro años en el ejemplo equivale a un 86,4 % del total.

El dueño del proyecto recibiría 5 % como pago fijo del incentivo (independiente de las reducciones). En el periodo 2 y 4, donde las reducciones de emisiones efectivas son menores a las esperadas, se reduciría el pago del incentivo del periodo correspondiente en la misma proporción. Por ejemplo, si las reducciones efectivas fueron 18 % de un total de

25 % de reducciones esperadas para el segundo año, representa el 72 % de las reducciones comprometidas en dicho periodo, por lo que el pago del incentivo debería también de ser 72 % del 20 % de incentivos esperado más el 5 % de pago de incentivo fijo para dar un total de 19.4 % tal y como se muestra en la ilustración siguiente.

Esta variante donde se asegura un pago fijo del incentivo equivalente al 5 % del mismo, permitiría incidir positivamente en la motivación de los dueños o desarrolladores de proyectos, puesto que aparte de ofrecer un pago fijo seguro, también restringiría la posibilidad de acceder o recibir el pago variable, en caso de no cumplirse la meta de reducción de emisiones esperada.

Una de las desventajas de esta variante pudiera estar relacionada con la posibilidad de que en caso extremo no se alcanzara ninguna de las metas de reducción de emisiones, los dueños recibirían el 5 % del pago fijo, respecto al valor de incentivo, pero sin el logro de meta alguna.

#### ILUSTRACIÓN 2-14: Esquema general con pago fijo y variable del incentivo



Reducciones de CO <sub>2</sub>	Comprometido	25 %	25 %	25 %	25 %
	Efectivo	25 %	18 %	35 %	15 %
	Diferencia	-	-7 %	+10 %	-10 %
Pago incentivo fijo		5 %	5 %	5 %	5 %
Pago incentivo variable		20 %	14.4 %	20 %	12 %
TOTAL pago incentivo		25 %	19.4 %	25 %	17 %

Total Incentivo Pagado = 86.4%

c) El donante solamente paga las reducciones de emisiones que genera el proyecto, con la posibilidad de que un superávit de reducciones de emisiones se pagaría al final del periodo de compromiso. En caso de que el proyecto genere más reducciones de las establecidas en el contrato en algún periodo determinado, el donante pagará el incentivo correspondiente al periodo, pero no más de lo establecido en el acuerdo. Las reducciones de emisiones adicionales se pagarían al final del periodo de compromiso y podrán usarse para compensar un “déficit” de reducción de emisiones en alguno de los periodos. El esquema plantea varias condiciones:

En el caso de que el proyecto no logre la reducción de emisiones estipuladas en algún periodo, el donante sólo pagaría la parte proporcional al pago del incentivo correspondiente al periodo reportado.

Si alguno de los periodos genera un “superávit” de reducción de emisiones, el desarrollador podrá compensar algún periodo donde hubiera algún un “déficit” de reducción de emisiones. El cálculo de la compensación de emisiones entre periodos con “déficit” y periodos con “superávit”, se llevará a cabo al final del periodo de contrato.

El donante solo estará obligado a pagar el incentivo estipulado en el contrato aunque el total de las reducciones de emisiones del proyecto sean mayores a lo estipulado en el contrato.

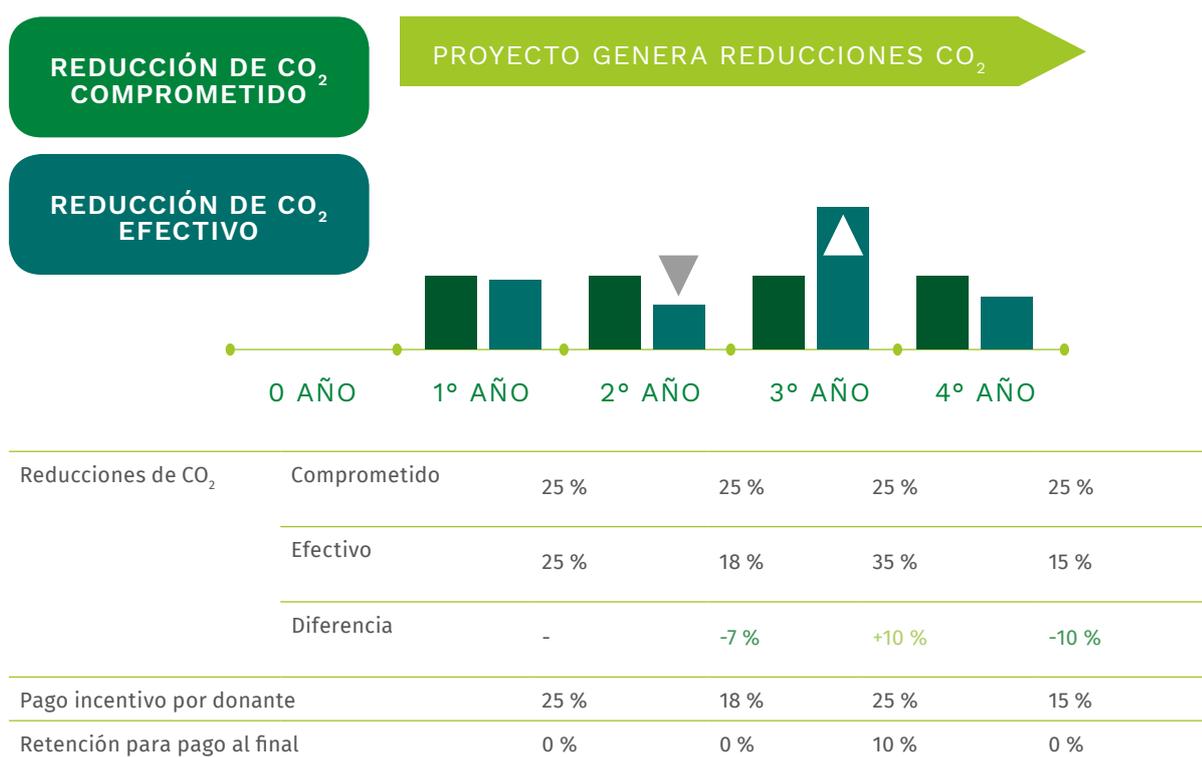
La Ilustración 2-15 esquematiza el mismo ejemplo anterior, mostrando el impacto que tiene en la compensación de periodos con “déficit” o “superávit” de emisiones de reducciones. El total de emisiones reducidas por el proyecto equivale a 93 %, y el incentivo recibido por el desarrollador durante los cuatro años reportados equivale a un 83 % del total y adicionalmente recibiría 10 %, al final del contrato correspondiente al “superávit” generado en el tercer año de operación del proyecto. El superávit no lo recibe en el 3er año dado que hay que esperar que el donante tenga seguridad de la disponibilidad de los fondos.

Esta variación en el esquema de pagos de incentivos, en la cual se incorpora la posibilidad de que ciertos periodos donde no se logren las metas de reducción de emisiones,

se puedan equiparar con aquéllos en los cuales exista una situación donde se haya superado las metas de reducción de emisiones, sería consistente con la noción de recompensar los esfuerzos en reducción de emisiones, por parte del dueño del proyecto.

Una de las desventajas de este esquema de pagos, se relaciona con la posibilidad de que, dependiendo del comportamiento del dueño del proyecto sobre su interés efectivo en el logro de metas, a tiempo y su aversión al riesgo, en caso de que este se confíe de cumplir metas rezagadas en periodos posteriores, puede ocurrir que transcurran los cuatro años del plazo del incentivo y no se logren alcanzar las metas de reducción de emisiones anuales ni totales para el proyecto de FNCER.

### ILUSTRACIÓN 2-15: Esquema general del incentivo compensando déficit o superávit en reducción de emisiones



Total Incentivo Pagado = 93%

El donante podría evaluar una compensación adicional a los desarrolladores de proyecto, en caso de que el proyecto genere más emisiones de las comprometidas, siempre y cuando hubiera un proyecto con “superávit”, que pueda compensar a algún proyecto con “déficit” de emisiones. Los desarrolladores de proyectos con superávit podrían ser remunerados, en función de la disponibilidad de recursos del incentivo (€ 4 millones) y la capacidad para compensar otros proyectos que presentaron “déficit” de reducción de emisiones. La compensación adicional a los desarrolladores se haría en forma proporcional a la cantidad de emisiones adicionales generadas por todos los proyectos y la cantidad total de “déficit” de reducción de emisiones de los proyectos. Esto significa que la cantidad no distribuida de incentivos a los proyectos con déficit se podrá distribuir a los proyectos que generaron “superávit”, en forma proporcional a la cantidad de emisiones adicionales generadas con respecto al total de emisiones adicionales.

De todas las alternativas expuestas, este es el esquema de entregas de incentivos que más cumple con los objetivos del MSM. Sin embargo, se exponen las demás para reflejar la diversidad de posibilidades existentes.

#### *2.5.1.2.2 Pago del incentivo una vez se verifican las RE con pago anticipado*

Anteriormente se han expuesto algunos tipos de variaciones que se pueden presentar en caso de que el pago de incentivo se efectúe, sin realización de pagos anticipados del incentivo.

No obstante, existe también la posibilidad de que el donante opte por ofrecer al desarrollador de proyecto un porcentaje del incentivo en forma anticipada. En esta situación, el desarrollador o dueño del proyecto se compromete a que su proyecto entregará un volumen determinado de reducciones de emisiones anualmente y durante un tiempo determinado (en este caso son cuatro años) el donante se compromete a pagar el incentivo al desarrollador por las reducciones de emisiones comprometidas estableciendo un valor del incentivo por el total de estas emisiones.

Un porcentaje del total del incentivo se paga por adelantado (máximo 15 % del total) al desarrollador y el restante (85 % de los incentivos) se paga anualmente en partes iguales durante el periodo comprometido (cuatro años).

La oferta y el pago de un anticipo de este tipo puede incrementar el atractivo del incentivo para el dueño del proyecto por diferentes razones:

- Aceleraría las decisiones de inversión del dueño para ejecutar el proyecto
- Aumentaría la confianza e interés de invertir esfuerzos para el logro de las metas de reducción de emisiones
- Facilitaría la realización de pagos o amortizaciones a las inversiones efectuadas vía crédito
- Motivaría la realización de aportes adicionales o de contrapartida por voluntad propia desde el inicio, para la ejecución del proyecto y/o para adelantar actividades

Se aclara que las reducciones de emisiones todavía no se generan cuando el donante hace el primer pago anticipado al dueño o desarrollador. Sin embargo, existe un compromiso de este último de entregar las reducciones comprometidas en el futuro conforme estas se vayan generando. El acuerdo se podría firmar como parte integral del financiamiento que recibe el dueño o desarrollador para la implementación del proyecto y el incentivo se recibiría después de la puesta en marcha y operación del proyecto. Este acuerdo resulta más atractivo para el proponente o desarrollador del proyecto ya que le permite amortizar su inversión más rápido.

**TABLA 2-37: Incentivo con pago anticipado de una proporción del incentivo**

Estado de la "reducción"	Todavía no se ha generado, compromiso del donante de que se entregarán en el futuro
Pago del incentivo	Por adelantado
Riesgo para el donante:	Existe el riesgo de que el proyecto no llegue a generar los compromisos en las reducciones comprometidas y que se resuman más adelante en la sección de escenarios.
Precio (valor del incentivo):	Fijo, negociado desde el principio

La Ilustración 2-16 esquematiza el mismo ejemplo anterior, mostrando el impacto que tiene el pago anticipado de un 15 % del total del incentivo. El total del incentivo recibido por el desarrollador en función a la reducción de emisiones de los cuatro años en el ejemplo equivale a un 83 % del total, que es la misma cantidad descrita al caso cuando no hay pago anticipado. En el caso de que haya un periodo donde no se cumpla el compromiso de reducciones, entonces se reduce el pago del anticipo correspondiente y se deduce la parte proporcional del anticipo que se entregó.

En el ejemplo, el año 2 entrego sólo el 72 % de las reducciones de emisiones comprometidas por lo que el pago comprometido se reduce en la misma proporción, así mismo el anticipo correspondiente a ese periodo (cuarta parte de 15 %) se deduce en la misma proporción.

**ILUSTRACIÓN 2-16:** Esquema general del incentivo con pago de anticipo



Reducciones de CO <sub>2</sub>	Comprometido	25%	25%	25%	25%
	Efectivo	25%	18%	35%	15%
	Diferencia	Clasificación	-7%	+10%	-10%
Pago comprometido	15%	21.25%	21.25%	21.25%	21.25%
	15%	21.25%	15.3% - 1.05% = 14.25%	21.25%	12.75% - 1.5% = 11.25%

Las diferentes modalidades de incentivos y sus variantes descritas en la sección anterior se resumen en la siguiente tabla.

**TABLA 2-38:** Resumen de las diferentes modalidades de pago de los incentivos económicos por reducciones de emisiones

Modalidad de incentivo	Pago en función del cumplimiento (pago por desempeño)	Referencia de pago
Pago contra reducción verificada	a) El incentivo se paga en función de las reducciones de emisiones alcanzadas por el proyecto. Si se generan menos reducciones, el pago del incentivo se reduce en la misma proporción.	i) Pago del incentivo en forma independiente al crédito del dueño o desarrollador.
Pago de un anticipo correspondiente a un porcentaje del total del incentivo estimado y pago contra reducción verificada.	b) Un porcentaje del incentivo se paga de forma fija y una parte del incentivo se paga de forma variable, en función de las reducciones de emisiones alcanzadas por el proyecto. c) El posible “superávit” de emisiones de reducciones de un periodo puede compensar el “déficit” de reducciones de emisiones generado en unos periodos posteriores o anteriores, y de esta forma también compensa el incentivo no recibido.	ii) Pago del incentivo en forma de deducciones de los pagos del principal y/o interés de los pagos de intereses del periodo correspondiente.

Es importante notar que el incentivo propuesto puede ser una combinación de las variantes y formas de pago mencionadas anteriormente, pero siempre está pensado como un complemento a un crédito proporcionado por la entidad financiera involucrada.

## 2.5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIZACIÓN (ESCENARIOS)

### 2.5.2.1 Supuestos para el análisis

El objetivo de este numeral es analizar posibles escenarios de estructuración de los incentivos económicos, en el contexto de un posible portafolio de proyectos de inversión, con el objetivo de poder usar el incentivo de € 4 millones y poder reducir al menos 500.000 t CO<sub>2</sub>.

Para poder definir la forma de distribuir el incentivo en una manera equitativa y en función de las reducciones de emisiones de carbono que cada proyecto genere se definen los siguientes parámetros.

- a) El valor unitario de la reducción de emisión que se pagaría. Es importante poder definir un valor/ t CO<sub>2</sub> reducida.
- b) El periodo de medición de las reducciones de emisiones que se va a considerar en los proyectos. La cantidad de reducción de emisiones es proporcional al periodo que se defina al desarrollador de proyecto.

Ambos parámetros tienen una influencia, tanto en el total de reducción de emisiones que se esperaría recolectar de los proyectos apoyados, así como en la distribución del monto del incentivo disponible (€ 4 millones) y esto también tiene un impacto directo en la rentabilidad de los proyectos.

Adicionalmente se cuenta con un portafolio inicial de proyectos que están buscando financiamiento y que pudieran ayudar a definir las condiciones más óptimas para determinar el valor del incentivo.

La primera variable para analizar es el valor unitario de la reducción de emisión. Con base en los análisis hechos anteriormente y a partir de las discusiones sostenidas en el primer taller que se organizó con desarrolladores de proyecto, es recomendable fijar un valor, en función de la rentabilidad de los proyectos de FNCER<sup>86</sup>. Se considera que un proyecto es aceptable para inversionistas, en términos de rentabilidad, cuando cumple con las siguientes condiciones: a) la TIR esté por arriba de la tasa de descuento, b) el VPN es positivo (por arriba de cero), c) cuando el periodo de recuperación está por debajo de 20 años y d) que el costo normalizado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés) esté dentro de un precio competitivo<sup>87</sup>.

---

86. Los criterios que se usan para determinar la rentabilidad de los proyectos es en función de su TIR, el VPN y el Plazo de recuperación descontado (PRD). La TIR se compara contra la tasa de descuento que representa la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto, el VPN debe de ser mayor que cero, y el PRD debe de ser menor a 20 años. Entre mayor sean los valores de TIR y VPN, así como un menor PRD la rentabilidad es mejor.

87. El LCOE se calibró con el precio de venta de plantas similares en Perú y México donde recientemente se han publicado los resultados de las subastas y los costos por KWh de generación bajo PPA.

Por otra parte, los proyectos de co-generación presentan rentabilidades mayores, y el incentivo pudiera ser menos relevante para estos proyectos.

Los indicadores de rentabilidad pueden usarse como criterios para asignar valores a las reducciones unitarias de emisiones por tipo de proyecto. La siguiente tabla muestra los valores recomendados por tipo de proyecto. Los valores necesarios se deducen del análisis económico y su análisis de sensibilidad donde se puede estudiar su impacto en los indicadores de rentabilidad.

**TABLA 2-39:** Valores recomendados de incentivo

Nº	Proyecto	Necesario EUR/t CO <sub>2</sub>	Recomendado EUR/t CO <sub>2</sub>
1	Expansión co-generación Ingenio A	0	6
2	Co-generación nueva Ingenio B	0	6
3	Co-generación de Extractora A	0	6
4	Parque Eólico A	0	8
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	10	10
6	Central PCH A	0	6

Los proyectos de co-generación con biomasa (proyectos 1, 2 y 3 de la tabla anterior) no necesitan un incentivo que haga viable los proyectos. Sin embargo, un incentivo pequeño de 6 EUR/t CO<sub>2</sub> podría ayudar a que los inversionistas prioricen y aceleren sus decisiones en este tipo de proyectos sobre otras oportunidades de inversión que tengan y les ayude a diversificar su negocio (sobre todo cuando compite contra proyectos de inversión relacionados al negocio propio de los ingenios o producción de palma). Se recomienda que el incentivo

sea mayor al valor de oferta del mercado voluntario de carbono (VERs<sup>88</sup>), con el objeto de que el inversionista perciba que está recibiendo un valor por encima de lo que obtendría en el mercado voluntario. El precio máximo de oferta para las VER de energía renovable estuvo alrededor de 5.15 EUR/t CO<sub>2</sub> entre enero y abril del 2016<sup>89</sup>, por lo que el valor de € 6 /t CO<sub>2</sub> sería algo aceptable.

En relación con el proyecto eólico, los indicadores de rentabilidad (TIR, VPN y PRD) están en el límite de aceptabilidad. Son proyectos donde el incentivo puede acelerar o priorizar la decisión de inversión. Al igual que los proyectos de biomasa, este tipo de proyectos compite por capital, con otro tipo de proyectos que pudieran ser más rentables para los inversionistas. El valor recomendado de € 8 /t CO<sub>2</sub> es el valor que alcanza a mejorar 1/2 punto porcentual la TIR, y cuando se empieza a apreciar un cambio en el costo normalizado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) que es cuando pasa de USD\$ 48/MWh (sin incentivo) a USD\$ 47/MWh (con incentivo menor no hay un cambio significativo en el LCOE).

En relación con el proyecto solar, los indicadores de rentabilidad del proyecto sin incentivo están ligeramente por debajo de los valores mínimos de rentabilidad aceptados por los inversionistas. En este caso, en particular el incentivo juega un papel importante al permitir que este proyecto tenga indicadores de rentabilidad aceptables. El valor de € 10 EUR/t CO<sub>2</sub> permite a este proyecto competir contra otros posibles proyectos de inversión, y puede ayudar a acelerar la decisión de los inversionistas en este proyecto. El análisis económico muestra que la TIR mejora un poco más de 1/2 punto porcentual, cuando se tiene el incentivo de € 12/tCO<sub>2</sub>, y el periodo de recuperación de la inversión

---

88. Voluntary Emission Reductions

89 29 de Abril 5.15 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/19140/>  
24 de Marzo 5.14 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/17459/>  
24 de Febrero 5.17 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/16201/>  
29 de Enero 5.17 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/14901/>

(PRD) se reduce en un poco más de un año (menos de 19 años). Un valor de incentivo menor hará que el periodo de recuperación se reduzca menos de un año y solo sean unos meses.

El proyecto de Pequeña Central Hidroeléctrica presenta indicadores de rentabilidad competitivos y no requiere un incentivo para ser un proyecto de inversión aceptable para los inversionistas. Sin embargo, el incentivo sí puede tener un impacto en la toma de decisiones para acelerar o priorizar la inversión sobre otras oportunidades de inversión. El incentivo que se recomienda sería de al menos €6 /tCO<sub>2</sub> para tener un valor por encima del precio máximo de oferta para las VER de energía renovables como se mencionó anteriormente en el caso de los proyectos de biomasa.

A continuación se analizan tres escenarios posibles, en función de la modificación de los valores de los incentivos y la duración de periodos de medición de la reducción de emisiones y su afectación a los objetivos de reducción de emisiones y monto disponible para el incentivo.

### 2.5.2.2 Escenario 1

En función de la información anterior, se podría asumir el siguiente escenario de valores unitarios de reducción de emisiones, en función de los proyectos. De igual forma, se analiza brevemente el efecto de los periodos de medición (y entrega de incentivos por reducciones de emisiones) de los proyectos.

En el caso de los valores unitarios, el valor mayor se le ha asignado al proyecto solar y el valor menor a los proyectos de co-generación.

La Tabla 2-40 muestra los valores unitarios del primer escenario. Los periodos de medición propuestos están en función de la fecha en que el proyecto entraría en operación y tomando el año 2021 como fecha límite para el poder distribuir el incentivo.

**TABLA 2-40: Valores iniciales unitarios de  
reducción de emisiones escenario 1**

Nº	Proyecto	Tecnología	Valor Unitario del Incentivo (EUR/t CO <sub>2</sub> )	Periodo de Medición de Reducciones (años)	Año de inicio de operación
1	Expansión co-generación Ingenio A	Co-generación caña	6	5	2017
2	Co-generación nueva Ingenio B	Co-generación caña	6	5	2017
3	Co-generación de Extractora A	Co-generación palma	6	3	2019
4	Parque Eólico A	Parque Eólico	8	4	2018
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	10	4	2018
6	Central PCH A	Pequeña Central Hidroeléctrica	6	5	2017

Fuente: Autor

En función de estos supuestos, se podría estimar la cantidad de reducción de emisiones que los proyectos generarían, así como el monto de incentivo que se requeriría. La siguiente tabla muestra el análisis del presente escenario propuesto.

**TABLA 2-41: Análisis Escenario 1  
Con Valores Unitarios Por Tecnología**

N	Proyecto	Inversión /CAPEX (USD)	Financiamiento potencial (USD)	Reducción de emisiones Acumuladas al 2021 (t CO <sub>2</sub> )	Valor unitario del Incentivo económico (EUR/t CO <sub>2</sub> )	Total Incentivo económico (EUR)
1	Expansión co-generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	85.603	6	513.616
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	166.545	6	999.271
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	36.708	6	220.247
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	95.169	8	761.349
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	74.200.000	51.940.000	190.337	10	1.903.373
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	135.955	6	815.731
	<b>TOTAL</b>	<b>201,000,000</b>	<b>140,700,000</b>	<b>710.317</b>		<b>5.213.588</b>

Fuente: Autor

La tabla anterior muestra que el total de reducción de emisiones que el proyecto generaría sería ligeramente mayor al objetivo de 500.000 t CO<sub>2</sub>, y que requeriría un total de incentivo de € 5,21 millones, cantidad mayor a la disponible.

La Tabla 2-42: Indicadores de Rentabilidad de los Proyectos Bajo Escenario 1 muestra el impacto en los indicadores de rentabilidad que tendría en los proyectos el valor unitario del incentivo y los periodos de medición propuestos.

En la Tabla 2-42 se muestra el valor total de incentivo que estaría recibiendo cada proyecto. Se puede evidenciar que según las estimaciones, el proyecto solar prototipo muestra cómo refleja o se convierte de una situación poco favorable o rentable a unos valores de rentabilidad que pueden considerarse aceptables. Además se realizó un análisis de sensibilidad de cada proyecto, donde se varió el Valor Unitario del incentivo y para analizar el impacto en los indicadores de rentabilidad.

**TABLA 2-42: Indicadores de Rentabilidad de los Proyectos Bajo Escenario 1**

N°	Proyecto	Sin Incentivo				Con Incentivo				
		TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (US/MWh)	Valor total del Incentivo económico (EUR) <sup>90</sup>	TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (US/MWh)
1	Expansión co-generación Ingenio A	16,34 %	8.168.602	12,37	32	513.616	17,30 %	8.629,884	11,08	32
2	Co-generación nueva Ingenio B	10,78 %	5.404.935	14,12	44	999.271	11,83 %	6.302,388	13,29	44
3	Co-generación de Extractora A	12,74 %	3.034.703	12,62	48	220.247	13,44 %	3.243.903	12,23	48
4	Parque Eólico A	6,23 %	421.745	19,56	48	761.349	6,64 %	1.141.119	18,97	47
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	5,94 %	-189.997,80	>20	50	1.903.373	6,48 %	1.567.735	19,34	49
6	Central PCH A	8,29 %	3,540,000	16,58	41	815.731	8,78 %	4.197.073	16,05	40
TOTAL						5.213.588				

Fuente: Autor

90. Tomando un tipo de cambio de 1,13 USD/EUR a Marzo del 2016.

### 2.5.2.3 Escenario 2

Como parte de la sensibilización en el proceso del incentivo económico, se agrega ahora el caso en el cual el periodo de compensación se reduce un año, asumiendo que los proyectos iniciarían en el 2018, por lo que las mediciones de algunos proyectos pasaran de cinco a cuatro años. La siguiente tabla muestra los resultados del análisis de este segundo escenario.

**TABLA 2-43: Análisis Escenario 2 - Reduciendo Periodos de Generación de Reducciones (4 años).**

Nº	Proyecto	Inversión /CAPEX (USD)	Financiamiento potencial (USD)	Reducción de emisiones Acumuladas al 2021 (tCO <sub>2</sub> )	Valor unitario del Incentivo económico (EUR/tCO <sub>2</sub> )	Total Incentivo económico (EUR)
1	Expansión co-generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	68.482	6	410.893
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	133.236	6	799.417
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	36.708	6	220.247
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	95.169	8	761.349
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	74.200.000	51.940.000	190.337	10	1.903.373
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	108.764	6	652.585
	<b>TOTAL</b>	<b>201.000.000</b>	<b>140.700.000</b>	<b>632.696</b>		<b>4.747.864</b>

Fuente: Autor

El análisis anterior muestra que las reducciones de emisiones acumuladas estarían arriba de las reducciones objetivo. La misma situación sucede con el monto total del incentivo requerido, que es mayor de la cantidad disponible.

En el caso de que proyectos concretos no lleguen a realizarse o que sean pospuestos a un periodo fuera del alcance de este programa, se tendría que considerar que es posible que los valores de reducción de emisiones, así como requerimientos de fondos para el incentivo se reduzcan en los escenarios anteriormente propuestos.

### 2.5.2.4 Escenario 3

Un tercer escenario sería reducir los valores unitarios del incentivo alrededor de un 30 %, con los mismos periodos de medición propuestos en el Escenario 1. La siguiente tabla muestra el análisis de este escenario.

**TABLA 2-44:** Análisis Escenario 3  
Reduciendo Valores Unitarios de Incentivos.

N°	Proyecto	Inversión/ CAPEX (USD)	Financiamiento potencial (USD)	Reducción de emisiones Acumuladas al 2021 (t CO <sub>2</sub> )	Valor unitario del Incentivo económico (EUR/t CO <sub>2</sub> )	Total Incentivo económico (EUR)
1	Expansión co- generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	85.603	4	342.411
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	166.545	4	666.180
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	36.708	4	146.832
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	95.169	6	571.012
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	74.200.000	51.940.000	190.337	8	1.522.698
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	135.955	4	543.821
	<b>TOTAL</b>	<b>201.000.000</b>	<b>140.700.000</b>	<b>710.317</b>		<b>3.792.954</b>

Fuente: Autor

En Tabla 2-44 se aprecia que el total del incentivo está por debajo del valor disponible de € 4 millones. Sin embargo, la meta de reducciones de 500.000 t CO<sub>2</sub> se alcanzaría dentro del periodo planteado.

Es importante resaltar que las modalidades de pago descritas en la sección 2.5.1.2, no afectan los análisis de los escenarios. Sin embargo, sí afecta el riesgo que presenta el donante, en el caso hipotético de que los proyectos no logren alcanzar sus metas de reducción de emisiones durante el periodo de medición. Este riesgo es más evidente cuando existe un anticipo del incentivo.

En caso de no presentarse anticipos también, existirían riesgos inherentes a la ejecución de proyectos de FNCER, tales como:

- Riesgos por eventuales aumentos en costos de personal por encima de la inflación.
- Riesgos por ocurrencia de desastres naturales o climáticos, según la exposición y vulnerabilidad de las zonas del país donde se implementen los proyectos.
- Riesgos por variaciones no favorables en costos de materiales, equipos y maquinaria necesaria para la ejecución y puesta en operación de los proyectos.
- Riesgos por cambios en las condiciones regulatorias establecidas por el Gobierno Nacional, en relación con subsidios, impuestos y contribuciones relacionadas con la generación de energía con FNCER.

En función del grado de conocimiento de la probabilidad de ocurrencia de estos riesgos, los dueños o desarrolladores, afectarían de una u otra manera las decisiones de inversión, y por tanto el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones.

Finalmente, las características del financiamiento que se usaron para este ejercicio se describen a continuación:

**TABLA 2-45:** Variables financieras de referencia para los proyectos

Precio de energía (PPA)	US\$ 0,065 /KWh
Tasa de descuento	6 %
Financiamiento	70 %
Periodo de financiamiento	10 años
Tasa de interés anual	6,0 %

El precio de energía de referencia se toma por un valor de 195 COP/KWh. Esta información del precio se obtiene de los registros de precio de bolsa de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Respecto a la tasa de interés descuento del 6 %, se toma como referencia o indicativa. En el presente análisis, a

partir de las entrevistas con inversionistas o potenciales desarrolladores en Colombia, ello esperan al menos un 10 % (en pesos colombianos). Para este caso de análisis el uso de 6 % de tasa de descuento (en dólares), se justificaría por la diferencia de tasa de interés interbancaria.

Los análisis económicos se hicieron en dólares, con una tasa de cambio de 3.000 COP/USD (15 de abril y de acuerdo con datos del Banco de la República de Colombia<sup>91</sup>). El precio del incentivo por t CO<sub>2</sub> se definió en Euros y se convirtió a dólares usando una tasa de cambio de 1,13 USD/EUR (tipo de cambio de 15 Abril 2016<sup>92</sup>).

### 2.5.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA LEY 1715 DE 2014 Y SU RELACIÓN CON EL MSM

Con respecto a la Ley 1715 de 2014 y el cumplimiento de cualquiera de los escenarios expuestos, si bien en el presente análisis no se tiene previsto realizar una valoración *ex ante* del efecto que tiene la implementación de la mencionada Ley, en las decisiones de inversión de los proponentes o desarrolladores, se puede mencionar que una vez se ha implementado sistemáticamente y no de manera discrecional, los beneficios de la Ley estos han repercutido en los costos en que incurrirían los inversionistas y los beneficios que percibirían. Entre los beneficios de la Ley se menciona lo establecido en el Decreto 2143 de noviembre de 2015:

- **Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta:** los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios que realicen nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía, a partir de FNCE, tendrán derecho a deducir hasta el 50 % del valor de las inversiones.

Para la aplicación de este beneficio de deducción de inversiones en la declaración en la renta, es imperativo mencionar que el principal requisito para acceder a ello

---

*Relación de la ley con el MSM: Los incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía se referencian en la reglamentación de los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 que se encuentran reglamentados por medio de la Resolución UPME 045 de 2016 y Resolución ANLA 1283 de 2016.*

---

91. <http://www.banrep.gov.co/es/trm>

92. <http://www.xe.com/currencyconverter/>

es que los declarantes que inviertan en FNCE deben obtener previamente la Certificación de Beneficio Ambiental expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la cual tiene como requisito implícito el concepto técnico por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME sobre la pertinencia o no del proyecto.

En esta etapa, vale la pena mencionar que dependiendo de la capacidad y la disponibilidad de recursos para desarrollar todas las actividades previas a la determinación, sobre si se otorga o no una certificación de este tipo, así se comporta el proceso de obtención efectiva de los beneficios en deducción de la declaración en la renta.

- **Exclusión del IVA.** Están excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE.

Para que los proyectos que forman parte del portafolio de proyectos del presente MSM puedan acceder a este beneficio, es clave mencionar que los equipos, elementos y maquinaria utilizados en FNCE deben formar parte de la lista de bienes y servicios que la UPME ha definido por medio de la Resolución 045 de 2016 y sus documentos anexos. No obstante, esta lista se puede actualizar paulatinamente, de acuerdo con las solicitudes del público en general.

- **Exención de gravamen arancelario.** Las personas naturales y jurídicas titulares de inversiones, una vez expedidas las certificaciones de la UPME (certificación que consiste en un aval el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con el mismo) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) deberán remitir a la Ventanilla Única de Comercio Exterior la solicitud de licencia previa, de tal forma que la certificación ante la VUCE se solicite la exención arancelaria a la DIAN.

Entre los retos que pueden resultar relevantes para acceder con fluidez a este beneficio, más que todo se resalta el concurso de más de tres entidades (UPME, ANLA, DIAN, además el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, por su rol de decidir sobre licencias de importación) en el proceso de exención arancelaria.

---

## ACTUALIZACIÓN:

El pasado 8 de agosto de 2016, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 1283 de 2016 “Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones”. De esta Resolución se destaca que los tiempos asignados a la ANLA para lograr la completitud del proceso de emisión de la respectiva certificación se ve considerablemente reducido con respecto a los trámites de la misma índole con otro piso jurídico (Estatuto Tributario), esto favorecerá a los solicitantes siempre y cuanto la Entidad cuente con la capacidad técnica demandada.

*Continúa en página siguiente >>*

En este sentido, dependiendo de la capacidad técnica y de personal de las entidades involucradas, se podría dilatar las expectativas de los proponentes de proyectos de FNCE, en el sentido que no necesariamente las exenciones, vistas como reducción en costos, queden causadas en los años que estos esperen.

Para tratar los temas de los eventuales impactos de la Ley 1715 de 2014 en la estructura financiera de los proyectos de inversión en energía de fuentes renovables, se deben considerar diferentes aspectos más allá de la reglamentación de la norma.

Los incentivos establecidos en la Ley han de ser atractivos para los desarrolladores, puesto que es muy probable que deban recurrir a importaciones de equipos para implementar sus proyectos de energía, en este sentido la reducción de aranceles que puede estar en un orden aproximado de 10 %, podría motivar a los inversionistas desarrolladores a adquirir sus equipos, insumos y máquinas necesarias para la instalación y puesta en marcha de sus plantas de generación, según las fuentes.

No obstante lo anterior, asumiendo que los deducciones son acumulables, sumar la reducción del 50 % de la inversión del impuesto de renta (deducción que se aplicaría distribuida durante los primeros cinco años de inversión) junto con el 10 % de la deducción en aranceles, sin duda alguna reflejaría un alto nivel de atracción para los desarrolladores, sin mencionar también las deducciones del Impuesto sobre el Valor Agregado y los beneficios por depreciación acelerada.

Un elemento importante adicional tiene que ver con que, en la transición hacia una matriz energética nacional menos intensiva en combustibles fósiles y dependiente de las dinámicas hidrológicas y que ofrezca cada vez más participación, a los desarrolladores que puedan suplir sus necesidades energéticas y entregar energía a la red, tomará mucho tiempo y discusiones en materia presupuestal.

Este proceso de incentivar mayor participación a fuentes de energía renovables en el mercado energético, obligaría al Gobierno Nacional en el largo a tomar decisiones sobre cómo compensar las reducciones en ingresos en impuestos y aranceles que se otorgan a estos desarrolladores.

Se trataría luego de una cuestión técnico-política, para el Gobierno Nacional en el sentido de tener que discernir sobre cómo recaudar los gravámenes reducidos y mantener

&gt;&gt;

Otro aspecto a destacar de esta normatividad, es que el cálculo de los beneficios ambientales se encuentra asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas con la implementación de los proyectos de las distintas FNCE, para ello no es requerido que dichas emisiones sean verificadas o certificadas por un ente especializado, lo cual evidencia una ventaja al momento de llevar a cabo las solicitudes.

---

#### ACTUALIZACIÓN:

De acuerdo con el Ministerio de Hacienda y el MADS, los incentivos otorgados desde el 2007 no han repercutido de manera significativa en los ingresos del país

---

equilibrios fiscales y tributarios, sobre todo en escenarios como los actuales donde se han presentado disminuciones drásticas, en cuanto a los ingresos fiscales por la caída de los precios del petróleo y la alta dependencia del gasto público de las rentas de este energético.

Este argumento puede explicar parcialmente las razones que han limitado al Gobierno Nacional, en la promoción sistemática, el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía FNCE, en especial las de carácter renovable, en el sistema energético, a través de la integración al mercado eléctrico colombiano.

No obstante lo anterior, se pueden definir unas consideraciones técnicas sobre los impactos de la Ley 1715 de 2014, en la rentabilidad financiera de los proyectos y las decisiones de inversión, que se presentan a continuación:

- Los desarrolladores podrían optar por aumentar los niveles de inversión y con ello la capacidad de generación de energía
- Los desarrolladores estarían en condiciones para aumentar los montos de deudas a los que recurrirían para apalancar sus inversiones
- De acuerdo con (BID - UPME, 2015), para proyectos de energía eólica con capacidades de 400 MW e inversión de conexión a la red de 120 millones de USD, se estimarían tasas internas de retorno incrementadas en 10 puntos porcentuales con la incorporación de incentivos de la Ley 1715 de 2014, para un esquema de financiamiento corporativo

Si bien la reglamentación de la Ley en mención ha resultado atractiva y beneficiosa para los inversionistas, los trámites establecidos para acceder a dichos incentivos han empezado a representar una barrera para el acceso a los mismos.

#### **2.5.4 EL CARGO POR CONFIABILIDAD Y SU RELACIÓN CON EL MSM**

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es un mecanismo en operación desde el 2006 que debía garantizar la operación del parque generador, durante temporadas de sequía. Esto se basa en el hecho de que la energía eléctrica en Colombia proviene fundamentalmente de plantas de

generación hidráulica, de tal forma que, al depender de los aportes hidrológicos, se consideraba que las épocas de sequía hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda (CREG, 2016).

En la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), participan tanto los generadores propietarios de plantas y unidades de generación existentes como los potenciales inversionistas interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación.

Para asignar las OEF entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes, se programan subastas.

Para plantas de generación nuevas o especiales, deberán aportar certificación de la UPME de que el proyecto se encuentra registrado, al menos en fase 2 y que se ha presentado ante esta entidad el estudio de conexión a la red de transmisión.

Para plantas o las unidades de generación termoeléctrica, deberán aportar copia de las licencias ambientales asociadas a la operación, con el combustible o combustibles elegidos por el generador para respaldar su energía firme.

En esencia, todos los interesados deberán cumplir los plazos para el suministro de información y documentación, declaración de parámetros y energía firme establecidos para el periodo de precalificación de la subasta.

Respecto a esto último se debe seguir discutiendo sobre los potenciales de diferentes proyectos de FNCE de entregar energía a la red y participar o beneficiarse de CxC y que si bien, este cargo no se constituye en un ingreso directo, sino en un capital disponible para realizar inversiones para garantizar el suministro de energía en condiciones críticas de desabastecimiento.

03

---

# Conclusiones

---

# 3.1

## Conclusiones y recomendaciones aspectos técnicos

Para analizar la adicionalidad de los proyectos elegibles para el MSM, se definió un criterio de adicionalidad, que indica que una actividad de mitigación se considerará adicional, si la capacidad instalada en el SIN de proyectos del mismo tipo (por ejemplo, eólicos, co-generación en ingenios azucareros, entre otros) es menor al 5 % del total de capacidad instalada del SIN. Considerando los datos de capacidad instalada del SIN al 31 de diciembre del 2015, todos los tipos de proyectos elegibles en el MSM son adicionales, es decir, cualquier proyecto que hoy ingrese al mecanismo cumpliría el criterio de adicionalidad. Para definir si un nuevo proyecto es adicional para el MSM, se deberá actualizar la información de la capacidad instalada del mismo tipo de proyecto que el que se está presentando al mecanismo, de manera de confirmar que la capacidad instalada de ese tipo de proyecto se mantenga por debajo del 5 % de la capacidad instalada total del SIN.

Dado el avance del diseño del MSM, lo cual se desarrolló en paralelo a la búsqueda de proyectos, se ha optado por usar criterios de elegibilidad que no restringen características particulares de las actividades, para no dejar fuera potenciales proyectos, que a la fecha no han sido identificados. Los criterios de elegibilidad

son requisitos indispensables, pero estos no permiten diferenciar las características de cada uno de los proyectos, razón por la cual se llegó a definir criterios de priorización que los complementan.

Se recomienda profundizar en la búsqueda de proyectos en los sectores que muestran mayor potencial (FNCER), pero sin dejar de lado los proyectos de co-generación en los ingenios azucareros. Por otro lado, el resultado muestra que es posible que el sector de Extractora de Aceite de Palma no cuente con proyectos al nivel de desarrollo que se requiere para el MSM.

Para la selección final de proyectos para el MSM, es necesario contar con datos sobre la fecha del inicio de operación, factores de planta específicos y co-beneficios que permitan hacer mejor precisión de los análisis.

En relación con la definición de la línea base, se analizó el contexto del país en materia de mitigación. De acuerdo con este análisis, se concluye que la aspiración del país en materia de mitigación está dada por la NDC, la cual establece una meta de reducción de emisiones de GEI del país, con respecto a un escenario de referencia de emisiones. Las actividades de mitigación que se implementen en el país no afectarán las emisiones de este escenario de referencia, sino que tendrán un efecto en la meta de mitigación del país y en el inventario de emisiones de Colombia. En este contexto, y considerando que la NDC no establece metas cuantitativas para cada subsector en particular, los sectores que se consideran en el MSM no tienen asociada una meta en el contexto de la NDC.

La línea base asociada a actividades de mitigación que inyectan electricidad al SIN<sup>93</sup> y de actividades de mitigación que disminuyen el consumo de electricidad de la red de la instalación industrial<sup>94</sup>, corresponde a la operación de las centrales conectadas al SIN. El escenario de línea base considera emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de

---

93. Actividades de mitigación consideradas: proyectos nuevos de FNCER: eólicos, solares fotovoltaicos, pequeñas centrales hidroeléctricas, proyectos de repotenciación o recambio de calderas y turbinas para co-generación, en el sector de ingenios azucareros y proyectos nuevos de co-generación en el sector de la palma de aceite.

94. Actividades de mitigación consideradas: proyectos nuevos de co-generación en el subsector de la palma de aceite.

la generación de electricidad para el SIN, con combustibles fósiles y no se consideran emisiones de otros GEI (CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O) producto de la quema de combustibles fósiles debido a que representan una fuente menor de emisiones.

Las emisiones de GEI de la línea base se determinarán utilizando un factor de emisión del SIN, el cual representa las emisiones que desplazaría una actividad de mitigación. Este factor de emisión se determina a partir de los lineamientos de herramienta MDL "*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*". En Colombia, la UPME está encargada de calcular un factor de emisión del SIN anualmente<sup>95</sup>, siguiendo la herramienta MDL antes mencionada, para ponerlo a disposición de los desarrolladores de proyectos MDL. En el contexto del MSM se utilizará un factor de emisión ex post y se tomará el valor más reciente que publique la UPME, para determinar las emisiones anuales. En caso que la UPME no continúe desarrollando el cálculo para proyectos MDL, el MSM proveerá asistencia técnica a la UPME para calcular el factor de emisión y verificarlo por una entidad verificadora independiente, para proveerlo a los proyectos incluidos en el mismo.

En el caso de proyectos de co-generación en ingenios azucareros pueden existir emisiones asociadas a la actividad de mitigación, debido al uso de combustible fósil (carbón). Las emisiones de la actividad de mitigación se determinarán mediante un factor de emisión específico de cada sistema de co-generación, el cual será calculado *ex post*, a partir de datos medidos del consumo de combustibles fósiles utilizados en el sistema de co-generación y la generación de energía térmica y eléctrica.

Considerando las actividades de mitigación elegibles para el mecanismo, se plantearon escenarios de proyectos y ecuaciones para calcular la reducción de emisiones en cada escenario. A partir de estas ecuaciones, es posible identificar las variables que deben ser monitoreadas por cada actividad de mitigación (de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.3.5).

Respecto al Sistema MRV, este será de dos niveles (MRV de Mecanismo y MRV de los proyectos), que estarán

---

95. Según Resolución N°180947 del 2010 del Ministerio de Minas y Energía.

coordinados entre sí. El primero de ellos tiene como función dar seguimiento a los objetivos del MSM, entre estos están la implementación de los proyectos en las fechas esperadas para no afectar los objetivos de reducción del MSM, y, por otro lado, dar seguimiento a la entrega de los incentivos basados en desempeño.

El segundo nivel, es el MRV de los Proyectos. El proceso comienza con la descripción inicial del Plan de MRV, de acuerdo con los lineamientos del MSM. Durante la fase de “Implementación del Plan de Monitoreo”, al momento de poner en marcha el proyecto, se formaliza el Plan MRV definitivo. Lo indicado en este Plan se deberá realizar durante la etapa de monitoreo, donde se debe presentar un reporte anual. Este proceso culmina una vez la entidad verificadora emita el reporte de Verificación para aprobación de CAF.

Durante todo el proceso de MRV de los Proyectos, en el marco del MSM, se realizará asistencia técnica para asegurar, dentro de las posibilidades de CAF, los objetivos planteados por el MSM.

## 3.2

# Conclusiones y recomendaciones aspectos institucionales

Respecto a acuerdos institucionales, se recomienda fortalecer la participación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), mediante la elaboración de un Memorando de Entendimiento con CAF. MADS se considera un actor estratégico políticamente. Su rol en la coordinación del MSM, permitiría apoyar y asesorar la elaboración de los procedimientos y métodos, mediante los cuales se verificarán las reducciones en GEI, de tal forma que puedan ser parte de la contribución nacional; de igual manera podría apoyar el trámite de autorizaciones o permisos ambientales, o ambos, de los proyectos ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), pensando en futuros proyectos que pudieran participar del MSM.

Así mismo, en acuerdos institucionales, se recomienda fortalecer los acercamientos con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), mediante la articulación, a través del MME, que permitiría contar con la asesoría y facilitación de información necesaria para la etapa de monitoreo, reporte y verificación.

Uno de los roles de mayor relevancia en el MSM, está en la selección de los promotores/dueños de proyectos, de los cuales depende el éxito en la implementación, la medición y el reporte.

El rol del verificador externo independiente es relevante, ya que es el actor responsable de presentar los resultados de la implementación del MSM, mediante la verificación de las reducciones de emisiones de GEI en los proyectos que serán objeto del pago del incentivo por parte de CAF y KfW por desempeño exitoso.

El rol de los gremios e instituciones como mecanismo de divulgación y comunicación del MSM es de gran importancia para promover los resultados, estimulando a otros desarrolladores a participar, incentivando al aumento de la participación en el mercado energético, estimulando a los inversionistas y generando confianza, mediante la divulgación de los logros y las lecciones aprendidas de los proyectos en marcha, así como el apoyo al cumplimiento de las metas nacionales y el crecimiento bajo en carbono.

# 3.3

## Conclusiones y recomendaciones para aspectos financieros

De acuerdo con los diferentes análisis y sensibilizaciones desarrolladas, se puede ver que cada tipo de proyecto refleja diferentes niveles de rentabilidad financiera basados en los supuestos aplicados.

Este reporte hace referencia a varios esquemas para entregar el incentivo. La forma de entregar el incentivo planteado en los esquemas descritos no afecta significativamente la rentabilidad de los proyectos. Sin embargo, sí presentan variaciones en cuanto a la posible percepción que pueda tener el dueño del proyecto, con respecto a los diferentes esquemas, por ejemplo, podría existir una percepción de mejora en las condiciones del incentivo cuando se entrega un anticipo (punto 2.5.1.2.2); la desventaja sería para el donante que tiene que absorber el riesgo de que los proyectos no logren alcanzar sus metas de reducción de emisiones durante el periodo de medición y de que la gestión y costo administrativo se incrementan, con respecto a las otras opciones.

La recomendación que se sugiere es usar un esquema que compense los periodos con “déficit” y “superávit”, en reducción de emisiones, de acuerdo con la manera como se explica en la opción “c” del numeral 2.5.1.2 de este reporte. El esquema permite reconocer los periodos donde hubo un excedente (“superávit”), de reducción de emisiones y compensar los periodos, donde el proyecto no alcanzó a generar las reducciones de emisiones comprometidas (“déficit”). La compensación de reducciones de emisiones entre periodos con “superávit” y “déficit”, así como el posible ajuste de pago del incentivo, las haría el donante al final del periodo de contrato. El donante no estaría obligado a pagar un incentivo mayor al estipulado en el contrato, aunque el balance general del proyecto resulte en un “superávit” de emisiones. Sin embargo, el esquema permitiría al donante hacer un balance general del desempeño de reducción de emisiones de la cartera de proyectos y hacer una compensación entre proyectos que tienen “superávit” con los que tienen “déficit” de reducción de emisiones. De tal forma que pueda hacer una redistribución de los recursos no distribuidos del incentivo y usar estos recursos para premiar a aquellos proyectos que generaron más reducciones de emisiones a las comprometidas. La compensación adicional estaría sujeta a la disponibilidad de recursos de incentivo (debido al no pago de incentivos a otros proyectos por déficit) y se pagaría a los desarrolladores en forma proporcional al total de excedentes (“superávit”) de reducciones de emisiones generadas por los proyectos. Por ejemplo, si hay tres proyectos que generaron un “superávit” de 10 %, pero hubo un déficit de 8 % en los otros proyectos de la cartera, el incentivo que se distribuirá sería el correspondiente al 8 % y la distribución se haría entre los tres proyectos que generaron superávit, en forma proporcional a su aporte al “superávit” de 10 %.

El valor unitario del incentivo, se definió en función de la rentabilidad de los proyectos, y los valores unitarios más bajos serían de € 6 /t CO<sub>2</sub> para los proyectos de co-generación con biomasa donde los proyectos presentan rentabilidades competitivas. Aunque este tipo de proyectos no requiere de un incentivo para hacer estos proyectos atractivos para los inversionistas, el incentivo sí podría tener un efecto importante para acelerar la toma de decisiones de los proyectos identificados y posiblemente priorizarlos por encima de otras posibles inversiones. Es importante que el valor unitario del incentivo que se plantea sea mayor de lo que el dueño del proyecto podría encontrar en el mercado voluntario de compensación de carbono, donde el valor máximo ha fluctuado en los últimos meses en alrededor de 5,15 EUR /t CO<sub>2</sub><sup>96</sup>.

En el caso de un proyecto eólico, se recomienda que el valor unitario del incentivo para sea de 8 EUR/t CO<sub>2</sub>. Este tipo de proyectos presenta rentabilidades aceptables. Sin embargo, estos proyectos pueden tener dificultades para competir contra otros proyectos de inversión que tenga el inversionista ya que los indicadores de rentabilidad están muy cerca de los límites. El valor propuesto mejora la TIR y los periodos de recuperación de la inversión, así como el costo normalizado de la energía.

En el caso de un proyecto solar, los indicadores de rentabilidad sin incentivo están ligeramente por debajo de los aceptables por los inversionistas y de la posibilidad de estos proyectos de competir contra otros proyectos de inversión. El incentivo tendría un impacto importante en la toma de decisiones del proyecto. El valor propuesto de € 10 /t CO<sub>2</sub> mejora todos los indicadores, de forma tal que los vuelve proyectos aceptables, un valor menor a € 10 /t CO<sub>2</sub> no lograría reducir el PRD del proyecto, en más de un año.

---

96. 29 de Abril 5.15 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/19140/>  
24 de Marzo 5.14 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/17459/>  
24 de Febrero 5.17 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/16201/>  
29 de Enero 5.17 EUR/tCO<sub>2</sub>; <http://carbon-pulse.com/14901/>

En el caso de un proyecto PCH, el análisis económico que se ha hecho permite concluir que los indicadores de rentabilidad sin incentivo son competitivos para los inversionistas, sin embargo, al igual que los proyectos de co-generación con biomasa, se recomienda ofrecer un pequeño incentivo que acelere y priorice la decisión de inversión, de tal forma que este tipo de proyecto pueda competir contra otras oportunidades de inversión que presente el inversionista.

Si bien los incentivos que se entregarían aumentan la rentabilidad del negocio de generar energía, en general, en caso de realizarse una evaluación económica de impactos sociales y ambientales de las inversiones, los niveles de las ganancias en bienestar para la sociedad podrían ser mayores, teniendo en cuenta los diferentes co-beneficios derivados de los proyectos de energía con FNCER.

Con respecto a los valores de los incentivos, se recomienda tener en cuenta que, si se tasa en euros, como se ha venido analizado, esto podría tener incidencia también en las inversiones que pudieran efectuar los desarrolladores de proyectos, cuando transen en pesos o dólares dada la volatilidad de las tasas de cambio. En este sentido, el dueño tiene que ser consciente de este riesgo y asumirlo.

En el marco de la Ley 1715 de 2014 y del Decreto 2143 de 2015, se debe reconocer que, para la implementación de los incentivos tributarios, fiscales y contables, se depende en cierta medida de la certificación del beneficio ambiental para las nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía y gestión eficiente de la energía. Al momento de la redacción de este informe, el proceso para esta certificación todavía estaba pendiente de ser expedida, a través de resolución del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Además de lo anterior, sobre el Cargo por Confiabilidad (CxC) como una remuneración entregada a los generadores para garantizar el suministro de energía en temporadas de sequía, se debe seguir discutiendo sobre los potenciales de diferentes proyectos de FNCER para entregar energía a la red y participar o beneficiarse de CxC. Si bien, este cargo no se constituye en un ingreso directo, sí es un capital disponible para realizar inversiones que garanticen el suministro de energía en condiciones críticas de desabastecimiento.

Por tanto, basado en las evaluaciones anteriores en relación con el efecto de los incentivos financieros para la reducción de emisiones, este sí podría incentivar o acelerar las decisiones de inversión de los desarrolladores de los proyectos de energía, teniendo en cuenta que, en el margen, los indicadores de rentabilidad financiera tienden a mejorar con el incentivo.

---

# Bibliografía

---

**ASOCAÑA.** (08 de 12 de 2015). *Papel sobre cogeneración*. Obtenido de <http://www.asocana.org/modules/documentos/10392.aspx>

**Bessudo Lion, S., Estrada Escobar, J. S., Olarte Suescun, J., & Tenorio, C. (s.f.).** *Manual de Acceso a la Cooperación Internacional APC-Colombia*. Recuperado el 11 de Enero de 2016, de <http://www.apccolombia.gov.co/?idcategoria=1469#>

**BID - UPME. (2015).** *Integración de energías renovables en Colombia*. Bogotá.

**BID - UPME. (2015).** *Integración de energías renovables en Colombia*. Bogotá.

**BID. (2016).** *Herramienta Metodológica MDL para Calcular el Factor de Emisión de un Sistema Eléctrico*. Recuperado el 26 de Enero de 2016, de [http://finanzascarbono.org/comunidad/mod/file/download.php?file\\_guid=2297](http://finanzascarbono.org/comunidad/mod/file/download.php?file_guid=2297)

**CENIPALMA. (2010).** Generación y uso de biomasa en plantas de beneficio de palma de aceite en Colombia. *Palmas*, Vol 31 No. 2 pgs 41 a 48.

**CORPOEMA. (2010).** *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia, Volúmen 2 5-20*. Bogotá D.C.: UPME.

**CREG, C. d. (16 de mayo de 2016).** <http://www.creg.gov.co>. Obtenido de [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que\\_es/que\\_es.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm)

**DANE. (2008).** *Sacrificio porcino en 42 municipios*. Bogotá D.C.: DNP.

**DANE. (2015).** *Cuenta Satélite Ambiental*. Bogotá: DANE.

**DNP. (s.f.).** *DNP Departamento Nacional de Planificación*. Recuperado el Enero de 2016, de <https://www.dnp.gov.co>

**DNP. (s.f.).** *¿Qué es el Plan Nacional de Desarrollo?* Recuperado el 2015, de <https://www.dnp.gov.co/Plan-Nacional-de-Desarrollo/Paginas/Que-es-el-Plan-Nacional-de-Desarrollo.aspx>

**Econometría Consultores. (2014).** *DESARROLLO Y APLICACIÓN PILOTO DE LA METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS COBENEFICIOS DE ACCIONES DE MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN COLOMBIA*. Obtenido de [https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Estrategia\\_Colombiana\\_de\\_Desarrollo\\_Bajo\\_en\\_Carbono/Metodologia\\_Cobeneficios.pdf](https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Estrategia_Colombiana_de_Desarrollo_Bajo_en_Carbono/Metodologia_Cobeneficios.pdf)

**Felipe PONCE, E. S. (2007).** Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la agroindustria colombiana de aceite de palma: tres estudios de casos. *Biomass and Bioenergy* No. 31, 503 - 511.

**FENAVI. (2008).** *Productores avícolas encuesta CEGA ICA Min Agricultura*. Bogotá.

**FNP. (2015).** Potencial de la energía renovable en Colombia a partir del proceso de bio digestión. *FNP*, 26.

**Gobierno de Colombia. (2015).** *Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional (INDC)*. Obtenido de <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Colombia/1/INDC%20Colombia.pdf>

**HART REGENERACION. (06 de 01 de 2016).** *Infografía capacidad instalada de cogeneración en Colombia*. Obtenido de UPME: [http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Autogeneracion\\_Cogeneracion/4\\_Infografia-cogeneracion.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Autogeneracion_Cogeneracion/4_Infografia-cogeneracion.pdf)

**IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. (2015).** *Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia*. Obtenido de [http://www.cambioclimatico.gov.co/primer-informe-bienal-de-actualizacion-de-colombia?p\\_p\\_id=110\\_INSTANCE\\_P3EJZ8QBvVl3&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_110\\_INSTANCE\\_P3EJZ8QBvVl3\\_struts\\_action](http://www.cambioclimatico.gov.co/primer-informe-bienal-de-actualizacion-de-colombia?p_p_id=110_INSTANCE_P3EJZ8QBvVl3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_110_INSTANCE_P3EJZ8QBvVl3_struts_action)

**Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, Ministerio de Medio Ambiente. (2010).** *Colombia. Segunda comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Bogotá.

**Ley 1715. (2014).** Obtenido de [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

**Marzolf, N. C. (2013).** *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia*.

**Mazorra, M. (2008).** Proyecto sombrilla MDL para la captura de metano, desplazamiento de fuentes fósiles y cogeneración de energía renovable en el sector de la palma de aceite en Colombia. *PALMAS Vol 29 Numero Especial*, 67 - 68.

**Meirovich, H., Peters, S., & Rios, A. (2013).** *Instrumentos y mecanismos financieros para programas de cambio climático en América Latina y el Caribe*. Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo, RESUMEN DE POLÍTICAS N° IDB - PB 212.

**Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s.f.).** *La Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC)*. Bogotá.

**Ministerio de Minas y Energía. (2010).** *PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES – PROURE*.

**Ministerio de Minas y Energía. (2014).** *RESOLUCIÓN 90325 DE 2014*.

**Ministerio de Minas y Energía. (s.f.).** *Ministerio - MinMinas*. Recuperado el 7 de Enero de 2016, de <https://www.minminas.gov.co/ministerio>

**Ministerio de Minas y Energía. (s.f.).** *Normatividad - MinMinas*. Recuperado el Enero de 2016, de <http://www.minminas.gov.co/normatividad>

**Ministerio de Minas y Energía. (s.f.).** *PLAN DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO, HIDROCARBUROS*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/470-plantilla-cambio-climatico-26>

**Ministerio de Minas y Energía. (s.f.).** *PLAN DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO, MINAS*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/470-plantilla-cambio-climatico-26>

**Ministerio de Minas y Energía. (s.f.).** *Plan de Acción de Mitigación del Sector Energético, Energía Eléctrica*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/470-plantilla-cambio-climatico-26>

**Naciones Unidas en Colombia. (16 de Marzo de 2015).** *CAMBIO CLIMÁTICO, PRINCIPAL TEMA DE LA CUMPRE RAPE REGIÓN CENTRAL EN TOLIMA*. Recuperado el 7 de Enero de 2016, de <http://nacionesunidas.org.co/blog/2015/03/16/cambio-climatico-principal-tema-de-la-cumpre-rape-region-central-en-tolima/>

**POCH. (2014).** *Estudio de caso para plantas de generación de energía con biomasa en la industria de la palma de aceite en Colombia*. Bogotá D.C.

**Quintero, E. T. (2010).** *INVESTIGACIÓN EN PEQUEÑAS CENTRALES EN COLOMBIA*. Bogotá: TECNOAMBIENTAL.

**Rondón, F. P. (2011).** *Pensar Verde trae buenas cosas. Estrategia de Bancolombia por la Sostenibilidad Ambiental. Pensar Verde trae buenas cosas. Estrategia de Bancolombia por la Sostenibilidad Ambiental* (págs. 43 - 46). Bogotá: UPME.

**SINERGIA. (s.f.).** *Sinergia - DNP.* Recuperado el 2015, de <https://sinergia.dnp.gov.co/portaldnp/>

**Smallridge, D., Buchner, B., Trabacchi, C., Netto, M., Gómez, J., & Serra, L. (2013).** *El rol de los bancos nacionales de desarrollo en catalizar el financiamiento climático internacional.* Washington D.C.: IAB - IDB-MG-148.

**United Nations. (2014).** *Voluntary tool for describing sustainable development co-benefits of CDM project activities or programmes of activities (PoA).*

**Unión Europea. (s.f.).** *Facility for Performance Based Climate Finance in Latin America-European Commission.* Recuperado el 7 de Enero de 2015, de [https://ec.europa.eu/europeaid/blending/facility-performance-based-climate-finance-latin-america\\_en](https://ec.europa.eu/europeaid/blending/facility-performance-based-climate-finance-latin-america_en)

**UPME - HART. (2014).** *CAPACIDAD INSTALADA DE AUTOGENERACIÓN Y COGENERACION EN EL SECTOR DE INDUSTRIA, PETROLEO, COMERCIO Y PÚBLICO DEL PAÍS.* Bogotá D.C.

**UPME. (2008).** *CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO COLOMBIANO.* Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía.

**UPME. (2010).** *Atlas de biomasa residual de Colombia.* Bogotá D.C.

**UPME. (2010).** *Proyección de Demanda de Energía en Colombia.*

**UPME. (2014).** *FACTORES DE EMISION DEL S.I.N. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA 2013.* Bogotá D.C.

**UPME. (2015).** *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029.*

**UPME. (2015).** *Res. 857 de Diciembre de 2015 - Factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional.*

**UPME. (06 de 01 de 2016).** *Hidrocarburos UPME.* Obtenido de [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE\\_GAS%20NATURAL\\_Agosto\\_2015.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE_GAS%20NATURAL_Agosto_2015.pdf)



