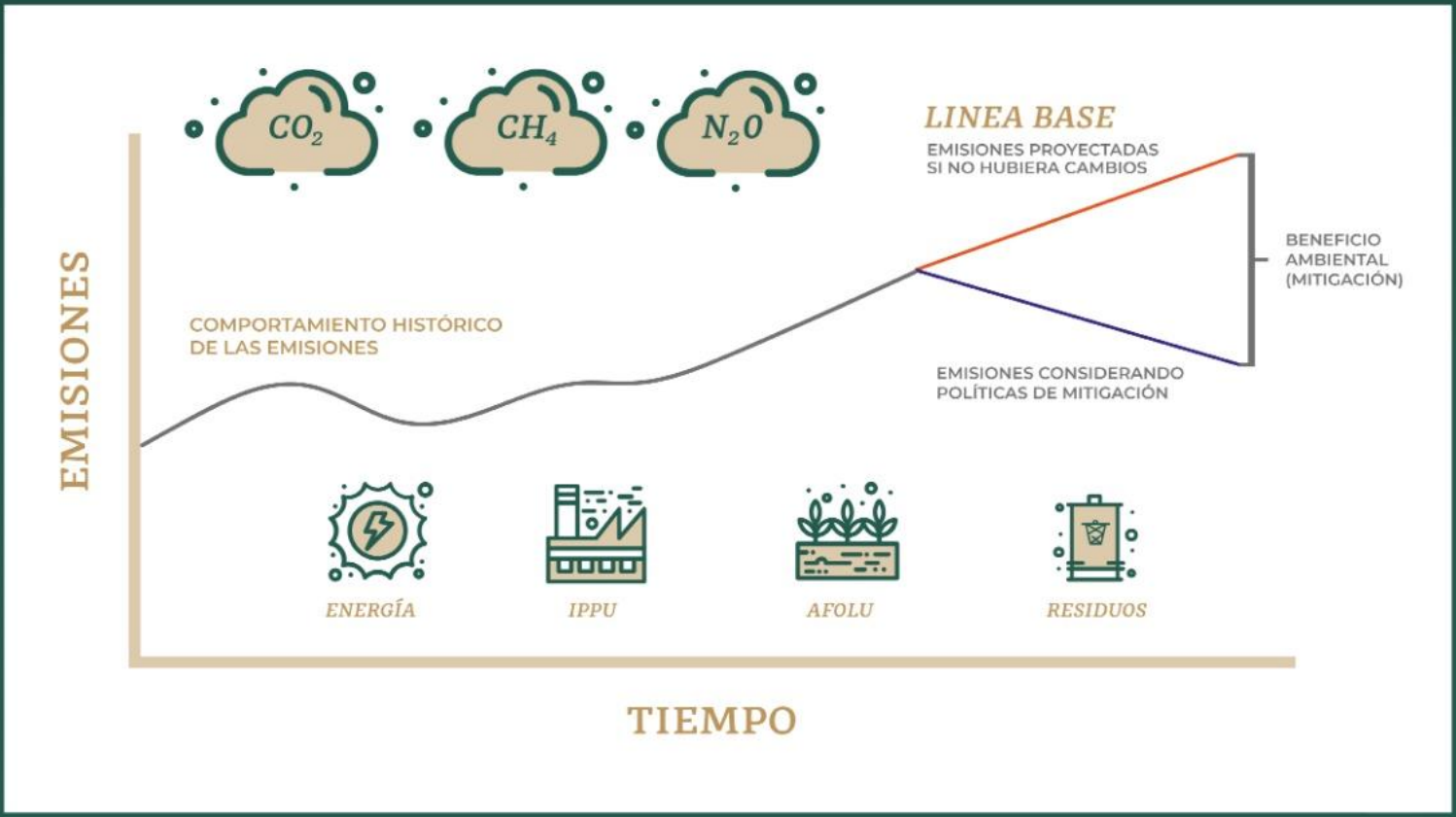
Línea Base de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de México en el marco de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (2013 - 2030)



Narrativas por Fuente de emisión de Acuerdo con la Clasificación del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en ingles)

DICIEMBRE 2020

MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES
INECC
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

DIRECTORIO

Dra. María Amparo Martínez Arroyo
Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana
Coordinadora General de Mitigación del Cambio Climático

Dra. Irma Fabiola Ramírez Hernández
Directora de Inventarios y Prospectivas de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero

Dra. Paulina Rebeca Cárdenas Moreno
Subdirectora de Medición Reporte y Verificación

Mtro. Miguel Ángel García García
Subdirector de Prospectivas de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero

Mtra. Eunice Alejandra Cortés Alfaro
Jefa de Departamento de Vinculación y Esquemas Financieros

Jóvenes construyendo el futuro
Ing. Ana Rebeca Martínez Martínez
Ing. Daniela Alitzel Antonio Veloz
Mtra. Andrea Navarrete Alfonzo

ÍNDICE

ACRÓNIMOS 6
COMPUESTOS 7
INTRODUCCIÓN 8
Contexto de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) 8
Definición de línea base (en el contexto de la CND de México) 8
ANTECEDENTES 8
Línea base a 2030 en el marco de la Contribución Nacionalmente Determinada a nivel nacional de México (CND), presentada en la COP 21 8
Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 – 2017 (INEGYCEI) 10
Gases de Efecto Invernadero 10
ACTUALIZACIÓN DE LA LÍNEA BASE A 2030 EN EL MARCO DE LA CONTRIBUCIÓN DETERMINADA A NIVEL NACIONAL DE MÉXICO 11
Generalidades 11
Resultado del proceso de la línea base a 2030 14
TRAYECTORÍAS SECTORIALES DE LÍNEA BASE AL 2030 16
SECTOR 1: ENERGÍA 16
Categoría de emisión 1A: Actividades de la quema de combustibles 16
Subcategoría de emisión 1A1: Industrias de la energía 16
- Fuente de emisión 1A1a: Actividad principal producción de electricidad y calor 16
- Fuente de emisión 1A1b: Refinación del petróleo 20
- Fuente de emisión 1A1c: Manufactura de combustibles sólidos y Otras industrias de la energía 23

Subcategoría de emisión 1A2: Industrias de manufactura y de la construcción 30
- Fuente de emisión 1A2a: Hierro y acero 31
- Fuente de emisión 1A2b: Metales no ferrosos 32
- Fuente de emisión 1A2c: Sustancias químicas 34
- Fuente de emisión: 1A2d: Pulpa, papel e imprenta 38
- Fuente de emisión 1A2e: Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco 40
- Fuente de emisión 1A2g: Equipo de transporte 45
- Fuente de emisión 1A2i: Minería (con excepción de combustibles), y cantería 47
- Fuente de emisión 1A2k: Construcción 49
- Fuente de emisión 1A2m: Industria no especificada 50

Subcategoría de emisión 1A3: Transporte 53
- Fuentes de emisión 1A3a, 1A3c y 1A3d: Aviación civil; Ferrocarriles y Navegación marítima y fluvial 54
- Fuentes de emisión 1A3b: Autotransporte 57

Subcategoría de emisión 1A4: Otros sectores 58
- Fuente de emisión 1A4a y 1A4b: Comercial/institucional y Residencial 59

- Fuente de emisión 1A4c: Agropecuario/silvicultura/pesca/piscifactorías ... 62

Categoría de emisión 1B: Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles ... 63

Subcategoría de emisión 1B1: Combustibles sólidos ... 64

- Fuente de emisión 1B1a: Minería carbonífera y manejo del carbón ... 64

Subcategoría de emisión 1B2: Petróleo y gas natural ... 66

- Fuente de emisión 1B2a: Petróleo (venteo y otras fugitivas) ... 67
- Fuente de emisión 1B2b: Gas natural (venteo y otras fugitivas) ... 73
- Fuente de emisión 1B2c: Quemado en petróleo y gas ... 78

SECTOR 2: PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS ... **84**

Categoría de emisión 2A: Industria de los minerales ... 84

Subcategoría de emisión 2A1: Producción de cemento ... **84**

Subcategoría de emisión 2A2: Producción de cal ... **87**

Subcategoría de emisión 2A3: Producción de vidrio ... **89**

Categoría de emisión 2B: Industria química ... 90

Categoría de emisión 2C: Industria de los metales ... 94

Subcategoría de emisión 2C1: Producción de hierro y acero ... 95

Subcategoría de emisiones 2C2: Producción de ferroaleaciones ... 97

Subcategoría de emisión 2C5 y 2C6: Producción de plomo y Producción de zinc ... 99

Categoría de emisión 2D: Uso de productos no energéticos de combustibles y de solvente ... 101

Subcategoría de emisión 2D1 y 2D2: Uso de lubricantes y Uso de la cera de parafina ... 101

Categoría de emisión 2F: Uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono ... 102

Categoría de emisión 2H: Otros ... 105

Subcategoría de emisión 2H1: Industria de la pulpa y el papel ... 105

SECTOR 3: AGRICULTURA, SILVICULTURA Y OTROS USOS DE LA TIERRA ... **109**

Categoría de emisión 3A: Ganado ... 109

Subcategoría de emisión 3A1: Fermentación entérica ... 109

- Fuente de emisión 3A1a: Bovinos ... 109
- Fuente de emisión 3A1c: Ovinos ... 111
- Fuente de emisión 3A1d: Caprinos ... 112
- Fuente de emisión 3A1f: Caballos ... 113
- Fuente de emisión3A1g: Mulas y asnos ... 114
- Fuente de emisión 3A1h: Porcinos ... 115

Subcategoría 3A2: Gestión de estiércol ... 116

- Fuente de emisión 3A2a: Bovinos ... 116
- Fuentes de emisión 3A2c y 3Ad: Ovinos y Caprinos ... 117
- Fuentes de emisión 3A2f y 3A2g: Caballos y Mulas y asnos ... 118
- Fuente de emisión 3A2h: Porcinos ... 119
- Fuente de emisión 3A2i: Aves de corral ... 120

Categoría de emisión 3B: Tierra ... 121

Subcategoría de emisión 3B1: Tierras forestales ... 122

Subcategoría de emisión 3B2: Tierras de cultivo ... 126

Subcategoría de emisión 3B3: Praderas/Pastizales ... 128

Subcategoría de emisión 3B4: Humedales 129
Subcategoría de emisión 3B5: Asentamientos 133
Subcategoría de emisión 3B6: Otras tierras 136
Categoría de emisión 3C: Fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO2 de la tierra 145
Subcategoría de emisión 3C1: Emisiones de GEI por quemado de biomasa 146
- Fuente de emisión 3C1b: Emisiones de quemado de biomasa en tierras de cultivo 146

Subcategoría de emisión 3C2: Encalado 153
Subcategoría de emisión 3C3: Aplicación de urea 154
Subcategoría de emisión 3C4 y 3C5: Emisiones directas de N2O de los suelos gestionados y Emisiones indirectas de N2O de los suelos gestionados 156
Subcategoría de emisión 3C6: Emisiones indirectas de N2O de la gestión de estiércol 157
Subcategoría de emisión 3C7: Cultivo de arroz 158
SECTOR 4: RESIDUOS **160**
Categoría de emisión 4A: Eliminación de residuos sólidos 160
Categoría de emisión 4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos 162
Categoría de emisión 4C: Incineración y quema a cielo abierto de residuos 164
Subcategoría de emisión 4C1: Incineración de residuos peligrosos industriales y biológico infeccioso 164
Subcategoría de emisión 4C2: Quema a cielo abierto de residuos sólidos 165
Categoría de emisión 4D: Tratamiento y eliminación de aguas residuales 166
Subcategoría de emisión 4D1: Emisiones de tratamiento y eliminación de aguas residuales municipales 166
Subcategoría de emisión 4D2: Emisiones de tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales 168
ÍNDICE DE FIGURAS **171**
ÍNDICE DE TABLAS **174**
REFERENCIAS **179**
Anexo 1. Aportaciones de los sectores derivados de las reuniones de socialización **180**
Contribuciones y comentarios del sector eléctrico 182
Contribuciones y comentarios del sector hidrocarburos 183
Contribuciones y comentarios del sector industrial químico 187
Contribuciones y comentarios del sector industrial cementero 188
Contribuciones y comentarios del sector industrial hierro y acero 188
Contribuciones y comentarios del sector industrial calero 190
Contribuciones y comentarios del sector industrial minero 190
Contribuciones y comentarios del sector industrial papelero 191
Contribuciones y comentarios del sector eliminación de residuos sólidos 192
Contribuciones y comentarios del sector tratamiento y eliminación de aguas residuales 192

ACRÓNIMOS

AC	Aseguramiento de Calidad
AME	Asociación Mexicana de Energía
AFOLU	Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química
CANACEM	Cámara Nacional del Cemento
CANACERO	Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero
CC	Control de Calidad
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas contra el Cambio Climático
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal
COP	Conferencia de las Partes
CVC	Contaminante de Vida Corta
DOC	Carbono orgánico disuelto
EPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América
FDP	Función de Densidad de Probabilidad
FSN	Fertilizantes sintéticos nitrogenados
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GyCEI	Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
IEGyCEI	Inventario de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
INAFED	Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal
INDC	Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INEGyCEI	Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
INFyS	Inventario Nacional Forestal y de Suelos
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
LGCC	Ley General de Cambio Climático
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MMB	Modelo Mexicano de Biogás
OMM	Organización Meteorológica Mundial
PCG	Potencial de Calentamiento Global
PIE	Productor Independiente de Energía
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
RPBI	Residuos Peligrosos Biológico-Infecciosos
RPI	Residuos Peligrosos Industriales
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SADER	Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural
SAO	Sustancias que agotan la capa de ozono
SDF	Sitios de Disposición Final
SEMARNAT	Sectaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SGC	Sistema de Gestión de Calidad
SIAP	Sistema de Información Agropecuaria y Pesquera

SIE	Sistema de Información Energética
SNIEG	Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica

COMPUESTOS

$(CaMg(CO_3)_2)$	Dolomita
$(CO(NH_2)_2)$	Urea
C	Carbono
CaC_2	Carburo de calcio
CaCO3	Piedra caliza
CaO	Óxido de calcio
CH_4	Metano
CN	Carbono Negro
CO	Monóxido de carbono
CO_2	Dióxido de Carbono
CO_2 e	Dióxido de carbono equivalente
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
H	Hidrógeno
HCFC-22	Clorodiflurometano
HCO_3	Bicarbonato
HFC	Hidrofluorocarbonos
HFC-23	Trifluorometano
N	Nitrógeno
N_2O	Óxido nitroso
Na_2CO_3	Ceniza de sosa
NH3	Amoniaco
NH_4	Amonio
NO_2	Dióxido de nitrógeno
NO_X	Óxidos de nitrógeno
O_3	Ozono
OH-	Ion hidroxilo
Pb	Plomo
PFC	Perfluorocarburos
PM10	Partículas de 10 micrómetros (µm) o menos
PM2.5	Partículas de 2.5 micrómetros (µm) o menos
PST	Partículas Suspendidas Totales
PU	Poliuretano
SF_6	Hexafloruro de azufre
SiC	Carburo de silicio
SO_2	Dióxido de azufre
TiO_2	Dióxido de titanio
XPS	Poliestireno extruido

INTRODUCCIÓN

Contexto de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND)

En el marco de las negociaciones internacionales sobre cambio climático, derivado del Acuerdo de París alcanzado en la pasada COP 21, los países signatarios ratificaron sus intenciones de reducción previamente presentadas, adquiriendo éstas, el carácter de compromisos asumidos bajo la figura de Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND, por sus siglas), a través de las cuales, los países miembros de la Conferencia de las Partes manifiestan su voluntad de contribuir al logro de la meta global que consiste en estabilizar el incremento de la temperatura media global de la tierra en no más allá de los 2°C respecto a la era preindustrial.

Dichas contribuciones, poseen distintas características en función de los contextos existentes en cada país, sin embargo, es posible referir que estas poseen elementos en común, tal como lo son los objetivos de reducción.

Asimismo, en el Acuerdo de París se contempla que dichos compromisos deben ser revisados cada cinco años, por lo que la constante actualización y definición de procesos que aseguren una adecuada instrumentación de las acciones y puesta en marcha de la ruta a seguir para el cumplimiento de dichos objetivos resulta ser de vital importancia en el futuro de las negociaciones.

Definición de línea base (en el contexto de la CND de México)

En México el escenario de línea base tiene como punto de partida el INEGYCEI y proyecta las emisiones que se tendrían en un escenario tendencial sin políticas de mitigación, es decir un escenario de negocio en marcha o BAU (de las siglas en inglés de *business as usual*).

ANTECEDENTES

Línea base a 2030 en el marco de la Contribución Nacionalmente Determinada a nivel nacional de México (CND), presentada en la COP 21

El 25 de marzo de 2015, México presentó ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), su Contribución Nacionalmente Determinada, la cual constituye la aportación de México al compromiso que enmarca el Acuerdo de París alcanzado en la COP 21.

La CND de México, posee dos componentes; uno de mitigación y otro de adaptación. En lo que respecta a la mitigación, ésta contempla dos tipos de medidas asociadas al compromiso de reducción establecido: las no condicionadas, que se refieren a aquellas acciones que el país puede solventar con sus propios recursos, y las

condicionadas; que señalan la necesidad del establecimiento de un nuevo régimen internacional de atención al cambio climático en el cual México pudiera obtener recursos adicionales y lograr mecanismos efectivos de transferencia de tecnología. Igualmente, resalta la necesidad de contar con un precio internacional del carbono para incrementar aún más la ambición de los sectores productivo con mayores emisiones de GEI.[1]

Con base en lo anterior, las principales características y metas de la CND de México en materia de mitigación son:

Reducción No Condicionada	México se compromete a reducir de manera no condicionada bajo un escenario BAU al año 2030. Este compromiso implica una reducción del 22% de GEI y una reducción del 51% de carbono negro (CN). Dicho compromiso, implica un pico de emisiones al 2026, desacoplando las emisiones de GEI del crecimiento económico: la intensidad de emisiones por unidad de PIB se reduce alrededor de 40% en el periodo del 2013 al 2030.
Reducción Condicionada	El compromiso de reducción expresado anteriormente, se podrá incrementar de manera condicionada, sujeto a la adopción de un acuerdo global que incluya temas importantes tales como un precio de carbono, cooperación técnica, acceso a recursos financieros de bajo costo y a transferencia de tecnología, todo ello a una escala equivalente con el reto del cambio climático global. Bajo las mismas condiciones, las reducciones de GEI podrán incrementarse hasta 36% y las reducciones de carbono negro a 70% al 2030.
Tipo	Reducción de emisiones relativa a una línea base "Business As Usual".
Cobertura	Nacional.
Enfoque	CO_2, CH_4, N_2O, HFC´s, PFC´s, SF_6 y carbono negro.
Escenario línea base	Descripción hipotética de lo que podría ocurrir con las variables que determinan las emisiones, absorciones o capturas de gases y compuestos de efecto invernadero[2].

[1] Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020 – 2030, Gobierno de la República. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015_indc_esp.pdf
[2] Artículo 3° fracción XVIII de la Ley General de Cambio Climático. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc.htm

En otras palabras, es el escenario "Business As Usual", de proyección de emisiones basadas en un crecimiento económico en ausencia de políticas de cambio climático, iniciando en el año 2013 (primer año de ejecución de la Ley General de Cambio Climático)[3].

Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 – 2017 (INEGYCEI)

Gases de Efecto Invernadero

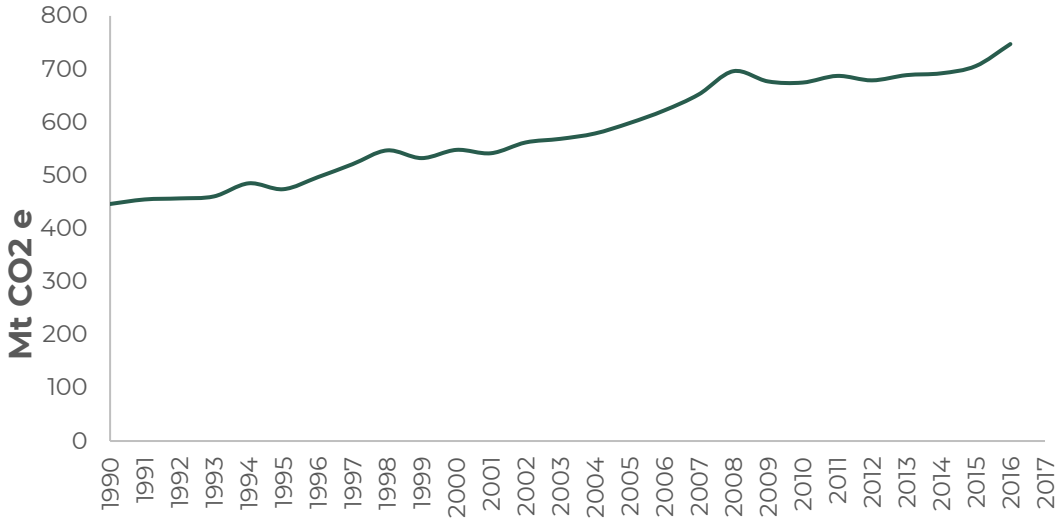
Como parte de las actividades de actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI), se implementaron distintos cambios metodológicos entre los que podemos destacar la migración del método aplicado para la estimación de emisiones, el cual, pasó de considerar las Directrices para Inventarios Nacionales emitidas por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) publicadas en 1996, a utilizar aquellas más recientes elaboradas en 2006.

Dicha migración, permitió realizar cálculos más exhaustivos, uso de factores de emisión propios derivados de estudios realizados para México y factores por defecto más acordes con el contexto nacional, que en su conjunto; dotan de una mayor representatividad, claridad y transparencia a los resultados reportados a nivel nacional.

Con la finalidad de obtener una serie histórica actualizada y consistente con la migración metodológica, el proceso de actualización del INEGYCEI incluyó el recálculo de emisiones anteriores a 2015-2017. Posterior a dicha actualización, el INEGYCEI se estima con base a las Directrices del IPCC 2006.
Con base en lo anterior, las emisiones estimadas resultantes del proceso de actualización del INEGYCEI para el periodo 1990 – 2017 son las siguientes:

[3] Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de México, Gobierno de la República. https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Mexico%20First/NDC-Esp-30Dic.pdf

Figura 1. Emisiones nacionales históricas de GEI, 1990 – 2017



ACTUALIZACIÓN DE LA LÍNEA BASE A 2030 EN EL MARCO DE LA CONTRIBUCIÓN DETERMINADA A NIVEL NACIONAL DE MÉXICO

Generalidades

Como parte de un proceso de mejora continua y con el propósito de ser consistentes con el marco de instrumentación del Acuerdo de París, en el presente capítulo se presenta la actualización de la línea base de emisiones de gases de efecto invernadero de México y cuyo sustento se encuentra definido en el artículo 4° del Acuerdo de París[4].

La actualización de la línea base al 2030, se ha desarrollado considerando un proceso documentado, sistemático y estandarizado que permita ser reproducido en ediciones futuras; y que, a su vez, se encuentre alineado con el párrafo 27 de la sección "Decisiones para hacer efectivo el Acuerdo", del propio Acuerdo de París que cita:

"27. Conviene en que la información que comuniquen las Partes al presentar sus contribuciones determinadas a nivel nacional, a fin de promover la claridad, la

4 https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf

transparencia y la comprensión, podrá incluir, entre otras cosas y según proceda, información cuantificable sobre el punto de referencia (con indicación, si corresponde, de un año base), los plazos y/o periodos para la aplicación, el alcance y la cobertura, los procesos de planificación, los supuestos y los enfoques metodológicos, incluidos los utilizados para estimar y contabilizar las emisiones antropógenas, y una explicación de los motivos por los que la Parte considera que su contribución determinada a nivel nacional es justa y ambiciosa, a la luz de sus circunstancias nacionales, y de la forma en que contribuye a la consecución del objetivo de la Convención, enunciado en su artículo 2 ".

De esta forma, el proceso general definido para actualizar la línea base de emisiones a 2030 se muestra en la siguiente figura:

Figura 2. Proceso general del desarrollo de la línea base a 2030

A continuación, se describen las etapas del proceso de actualización de la línea base a 2030:

1. **Identificación de variables impulsoras:** La primera etapa del proceso de actualización de la línea base consiste en identificar cuáles son las variables impulsoras que caracterizan en términos de la generación de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI), a cada uno de los sectores contemplados en el inventario nacional.

   Entre las variables impulsoras y a manera de ejemplo, se destacan: los consumos energéticos, datos asociados a producción, dinámicas de mercado como la demanda de productos o energía, tamaño y estructura del parque vehicular, generación de residuos, estadísticas sobre crecimiento poblacional, tamaño y estructura de la matriz energética, entre muchas otras.

   Al respecto, un elemento importante en la identificación de las variables impulsoras radica en los resultados del proceso de elaboración del INEGYCEI.

   El análisis e identificación de variables impulsoras con base en los datos de actividad requeridos para la estimación de emisiones en cada una de las categorías y subcategorías asociadas a los grandes sectores que a nivel nacional integran el INEGYCEI; esto, aunado al análisis de cada uno de estos

sectores en términos de su dinámica operativa, productiva y de mercado para identificar que otras variables se encuentran vinculadas con la generación de emisiones de GYCEI.

2. **Detección de fuentes de información:** Una vez identificadas las variables impulsoras asociadas a cada uno de los sectores que integran el INEGYCEI, y que a su vez son aquellos considerados para la estimación de la línea base, se detectan las diversas fuentes de información a partir de las cuales se obtendrán los datos de actividad necesarios para estimar las proyecciones de consumos energéticos, producción, demanda, entre otras, necesarias para la estimación de las emisiones de línea base al año 2030.

   Entre las principales fuentes de información, para los sectores de la agenda gris, identificadas podemos destacar:

   - El Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía;
   - El Anuario Estadístico de la Minería Mexicana;
   - Las Prospectivas de la Secretaría de Energía sobre:
     - Petróleo crudo y petrolíferos
     - Gas natural y gas licuado de petróleo (LP)
     - El sector eléctrico
   - El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN);
   - Informes y documentos públicos desarrollados por diversas Cámaras y Asociaciones industriales; entre otros.

   Por su parte, en lo concerniente a los sectores de la denominada agenda verde, las fuentes de información consultados fueron:

   - Perspectivas de largo plazo para el sector agropecuario de México 2011 – 2020, SAGARPA (actualmente SADER);
   - Planeación Nacional Agrícola 2017 – 2030, SAGARPA (actualmente SADER);
   - Fertilizer Outlook 2017 – 2021, International fertilizer Association;
   - Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP), SAGARPA (actualmente SADER).

   De igual forma, la retroalimentación con actores clave como industrias, cámaras, asociaciones y diversas dependencias y organizaciones, representa una fuente de información relevante para el desarrollo de este trabajo.

3. **Proyección de datos de actividad a 2030:** Con la información pertinente recopilada, se integran por sector, categoría y en algunos casos hasta fuente de emisión, las proyecciones de los datos de actividad al 2030 bajo un escenario BAU.

   En este sentido, para el desarrollo de las proyecciones (cuyos aspectos metodológicos se amplían más adelante en cada sector), fue necesario analizar

las características de cada sector, definiendo para cada uno, la ruta más conveniente para estimar dichos valores futuros, buscando siempre reflejar de manera representativa, la naturaleza de cada actividad.

4. **Estimación de emisiones:** La estimación de emisiones asociadas a los datos proyectados para cada sector fue realizada tomando en consideración el enfoque metodológico (factores de emisión, consideraciones y parámetros) provisto en las Directrices de IPCC para inventarios nacionales 2006, misma que fue utilizada para la actualización del INEGYCEI. Más adelante, en las secciones asociadas a cada sector es posible acceder a las particularidades metodológicas de cada cálculo.

5. **Integración de la línea base: Finalmente, con los datos sobre emisiones en el escenario de línea base en cada uno de los sectores aplicables, es posible integrar a nivel nacional la trayectoria de emisiones al 2030 esperada bajo un escenario BAU, con los datos del INEGYCEI de acuerdo las directrices del IPCC 2006.**

Resultado del proceso de la línea base a 2030

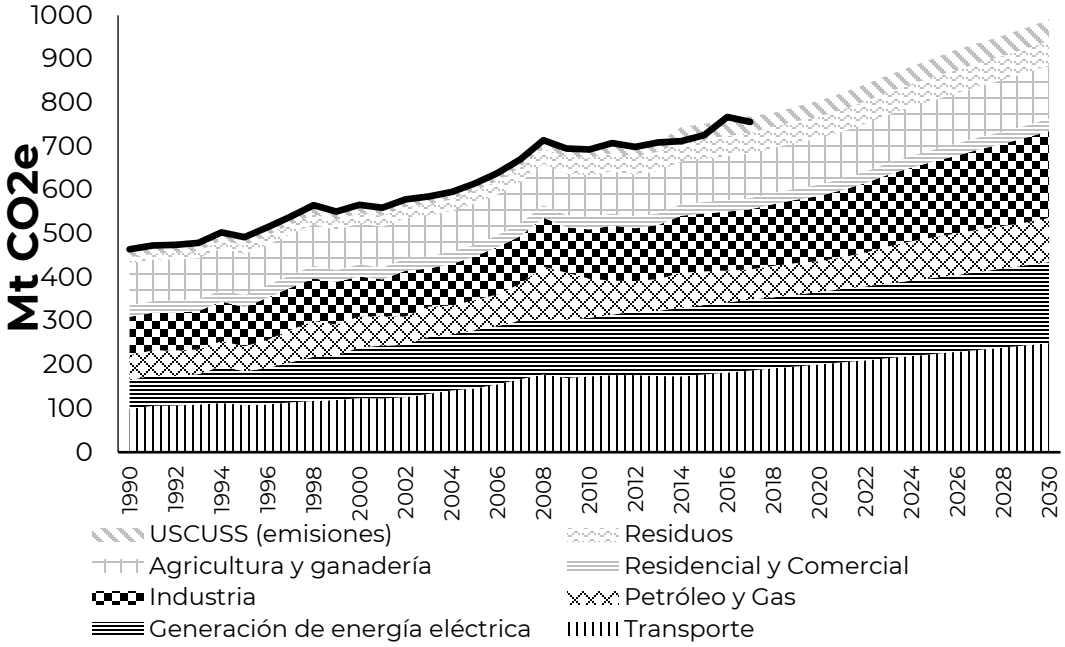
A continuación, se muestra el resultado derivado del proceso de actualización de la trayectoria de emisiones nacionales de la línea base de GEI para México hacia el año 2030:

Tabla 1. Emisiones nacionales de la línea base a 2030 por sector (MtCO2e).

Sector	2013	2020	2025	2030
Transporte	174	201	225	250
Generación de energía eléctrica	149	166	174	186
Industria	124	149	173	199
Agricultura y ganadería	98	106	114	122
Petróleo y gas	73	70	93	101
Residuos	44	50	52	56
Residencial y comercial	26	26	27	28
USCUSS (emisiones)	21	36	42	49
Total de emisiones brutas	**709**	**804**	**902**	**991**
USCUSS (absorciones)	-169	-163	-161	-158
Total de emisiones netas	**540**	**641**	**741**	**833**

Al integrar el perfil histórico de emisiones desde 1990 hasta la proyección realizada a 2030, se observa la siguiente tendencia en las emisiones nacionales:

Figura 3. Emisiones netas históricas y de la línea base actualizada, a nivel nacional, 1990 – 2030 (MtCO2e).



Los datos mostrados en la tabla 1 y figura 3 son el resultado de un proceso de modelación de emisiones de línea base para cada uno de los sectores, categorías, subcategorías, fuentes y subfuentes de emisión consideradas en el INEGYCEI, cuyo trabajo realizado, se resume a continuación:

- 4 líneas base a nivel de sector;
- 18 líneas base a nivel de categoría;
- 74 líneas base a nivel de subcategoría;
- 64 líneas base a nivel de fuente; y
- 5 líneas base a nivel de subfuente.

Lo anterior, en consistencia con el INEGYCEI, lo cual significa, que la actualización de las modelaciones de línea base desarrolladas, guardan consistencia metodológica con el enfoque de estimación de emisiones a nivel nacional, lo que representa una fortaleza en términos del apego a los principios de contabilidad asociados en materia de cuantificación y reporte de emisiones.

De esta forma, a partir de esta sección en el documento, se describen los modelos desarrollados para la actualización de la línea base de emisiones a nivel nacional a 2030 en México.

TRAYECTORÍAS SECTORIALES DE LÍNEA BASE AL 2030

A continuación, se detallan los resultados del proceso de actualización de la línea base a 2030 considerando las categorías del IPCC.

SECTOR 1: ENERGÍA

Categoría de emisión 1A: Actividades de la quema de combustibles

Subcategoría de emisión 1A1: Industrias de la energía

- **Fuente de emisión 1A1a: Actividad principal producción de electricidad y calor**

En el marco del modelo de proyección de emisiones para esta actividad, las variables identificadas como elementos impulsores que influyen directamente en la emisión de GEI fueron:

- El consumo de combustibles.
- La generación de electricidad proyectada dentro del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019– 2033 (PRODESEN 2019).

A partir de estas variables, el modelo de proyección aplicado se describe a continuación.

Generación de electricidad

Se analizó la tendencia del periodo 2003-2013 del consumo de los combustibles fósiles empleados en las diferentes modalidades de generación de electricidad dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para evaluar el crecimiento para la proyección hacia el año 2030. Los combustibles de mayor importancia para la generación de electricidad son el gas natural[5], el combustóleo y el carbón, por lo que dichos combustibles determinan el comportamiento de la línea base.

Las tasas de crecimiento derivadas del análisis tendencial para la proyección de GEI se muestran en la Tabla 2. Asimismo, para la proyección de consumo de carbón se mantendrá constante, debido a que se espera que las condiciones de operación se mantengan similares a las actuales. Por otro lado, el crecimiento en el consumo de gas natural se fijó con base a las premisas de establecimientos de centrales de ciclo combinado después del año 2025. Para mayor detalle, ver Anexo 1.

[5] En el presente documento, para las actividades que involucran la quema de combustibles con fines energéticos, se denota “gas natural” al gas seco por su uso común. No obstante, los datos representan las estadísticas oficiales del consumo de gas seco por la SENER.

Tabla 2. Tipos de combustibles fósiles empleados en la generación de electricidad y su análisis tendencial.

Combustible (PJ)	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Carbón	323.77	268.34	347.93	342.79	342.87	253.89
Diésel	27.7	20.25	15.4	12.6	10.42	14.28
Combustóleo	656.83	645.12	582.97	406.87	454.88	423.97
Gas natural	631.61	681.66	768.55	906.94	877.77	939.81
Bagazo de caña	43.08	47.13	46.23	41.96	48.21	43.92
Coque de petróleo	7.68	25.52	27.44	31.42	31.99	30.86
Gas licuado	0.62	1.02	1.1	1.5	0.72	1.07
Licor negro	2.15	1.95	1.9	1.1	1.07	0.99
Gasóleo	0.24	0.28	0.26	0.27	0.29	0.28
Aserrín	-	-	-	-	-	0.38
Aceite residual	-	-	-	-	-	0.01
Bagazo de malta	-	-	-	-	-	-
Combustóleo ligero aditivado	-	-	-	-	-	-

Combustible (PJ)	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Carbón	317.25	312.23	335.21	333.66	312.84	Promedio constante
Diésel	18.57	17.52	20.81	29.59	27.29	-0.10%
Combustóleo	394.89	366.99	403.2	468.68	397.8	-5%
Gas natural	1,085.76	1,049.60	1,059.32	1,050.23	1,288.53	7%
Bagazo de caña	44.74	44.88	47.43	52.97	58.57	3%
Coque de petróleo	31.86	34.86	31.77	38.39	36.12	17%
Gas licuado	0.43	0.72	3.25	5.53	5.54	25%
Licor negro	1.2	-	-	0.44	0.67	Promedio constante
Gasóleo	0.2	0.47	0.11	0.01	0.01	Promedio constante
Aserrín	0.09	0.1	0.17	0.45	0.2	Promedio constante
Aceite residual	0	-	0.01	8.13	1.05	Promedio constante
Bagazo de malta	0.08	0.15	0.1	0.1	0.06	Promedio constante
Combustóleo ligero aditivado	2.67	3.27	5.47	6.44	4.22	Promedio constante

Tabla 3. Proyección del consumo de combustibles para la generación de electricidad.

Combustible (PJ)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Carbón	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69
Diésel	27.92	28.55	29.18	29.81	30.45	31.08	31.71	32.34	32.97
Combustóleo	373.43	349.07	324.71	300.34	275.98	251.61	227.25	202.89	178.52
Gas seco	1,344	1,400	1,456	1,511	1,567	1,623	1,678	1,734	1,790
Bagazo de caña	59.54	60.51	61.48	62.45	63.43	64.40	65.37	66.34	67.31
Coque de petróleo	38.06	40.00	41.94	43.88	45.82	47.76	49.70	51.64	53.58
Gas licuado	5.97	6.40	6.83	7.26	7.69	8.12	8.55	8.98	9.41
Licor negro	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Gasóleo	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
Aserrín	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Aceite residual	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
Bagazo de malta	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Combustóleo ligero aditivado	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01
Total	**2,177**	**2,213**	**2,248**	**2,283**	**2,318**	**2,354**	**2,389**	**2,424**	**2,460**

Combustible (PJ)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69	323.69
Diésel	33.61	34.24	34.87	35.50	36.13	36.76	37.40	38.03
Combustóleo	154.16	129.80	105.43	81.07	56.70	32.34	7.98	-
Gas seco	1,845	1,901	1,960	2,021	2,083	2,148	2,214	2,270
Bagazo de caña	68.28	69.25	70.22	71.19	72.16	73.13	74.11	75.08
Coque de petróleo	55.52	57.46	59.40	61.34	63.28	65.22	67.16	69.10
Gas licuado	9.84	10.27	10.70	11.13	11.56	11.99	12.42	12.85
Licor negro	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Gasóleo	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
Aserrín	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Aceite residual	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84

Bagazo de malta	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Combustóleo ligero aditivado	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01
Total	**2,494**	**2,530**	**2,569**	**2,609**	**2,651**	**2,695**	**2,741**	**2,793**

De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 – 2033, publicado por Secretaría de Energía; la generación estimada de electricidad en 2030 es de 450,036 GWh. Así bien, las centrales que operarán con combustibles fósiles en 2030 generarán 265,714 GWh. Considerando una relación promedio de 102 GWh/PJ (con base a datos de 2018) y que el escenario tendencial proyectado a 2030 donde el consumo de combustibles fósiles asciende a 2,793 PJ (ver Tabla 3) se asume una generación de electricidad del orden de 285,000 GWh. Dicha premisa establece la concordancia entre el escenario tendencial y lo establecido en el PRODESEN 2019 (con una desviación del 7%).

Con respecto al comportamiento de los combustibles, el combustóleo presenta una proyección a la baja a derivado de su tendencia histórica, por el contrario, el comportamiento del gas natural cuyo consumo histórico refleja el crecimiento exponencial hacia el 2030.

Las emisiones correspondientes de CO_2, CH_4 y N_2O fueron estimadas a través de la aplicación de los siguientes factores de emisión para cada tipo de combustible, que cabe señalar son los mismos aplicados en el desarrollo del INEGYCEI.

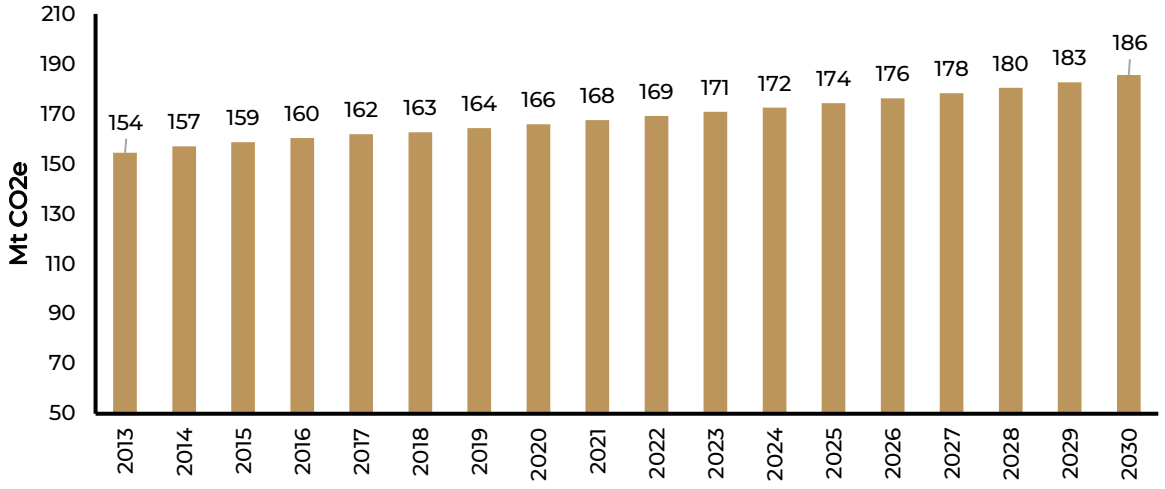
Tabla 4. Factores de emisión de GEI en la generación de energía eléctrica.

Combustible	**Unidades**	**Factores de Emisión**		
		CO_2	**CH_4 (CO_2e)**	**N_2O (CO_2e)**
Combustóleo	ton/m^3	3.097	0.003087	0.007359
Gas natural	ton/m^3	0.002	0.000002	0.000014
Diésel	ton/m^3	2.596	0.003884	0.046302
Carbón*	ton/ton	2.450	0.000485	0.008672

Fuente de los factores de emisión: INEGYCEI 1990 – 2017.
*FE de carbón en acuerdo con CFE

El resultado de la línea base 2013 – 2030 de las emisiones de GEI para la fuente de emisión “1A1a: Actividad principal producción de electricidad y calor”, es el siguiente:

Figura 4. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión "1A1a: Actividad principal producción de electricidad y calor".



- **Fuente de emisión 1A1b: Refinación del petróleo**

Considerando que en el INGEYCEI esta categoría se refiere al consumo energético de combustibles fósiles, el modelo de proyección de emisiones asociado a la refinación del petróleo, las variables identificadas como elementos impulsores que influyen directamente en la emisión de GEI fueron los siguientes:

- Producción de crudo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR); y
- El consumo de energía para la refinación de crudo.

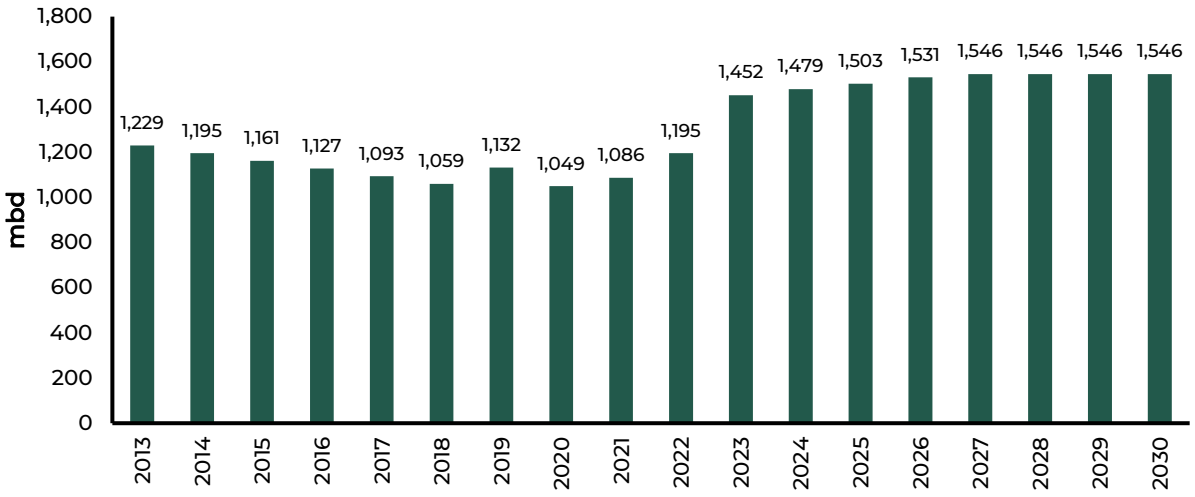
A partir de estas variables, el modelo de proyección aplicado fue el siguiente:

Producción de crudo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR)

De acuerdo con la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018 – 2032 (SENER, 2018a), este subsector se encuentra en un proceso de reorganización, adaptación y transformación que ha influido en los niveles de producción de petrolíferos.

Se espera un incremento en el procesamiento de debido al aumento en las capacidades de la hidrodesulfuración de 1,230 miles de barriles diarios (mbd) a 1,899.9 mbd y de coquización de 155.8 mbd a 431.6 mbd. De manera complementaria, también se estima una nueva capacidad de 275 mbd que en el 2026 por la entrada en operación de la refinería de Dos Bocas (SENER, 2018a).

Figura 5. Proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación 2013 – 2030.



Fuente: Elaborado con base a SENER (2018a)

Consumo de energía para la refinación de crudo

Con base en la producción esperada, se consultó en el Sistema de Información Energética (SIE) de SENER la energía consumida por este subsector encontrando, que para el año de referencia 2013, la energía total consumida asociada a la actividad de refinación ascendió a los 211.81 PJ, de los cuales, 150.19 PJ corresponden a gas natural, mientras la fracción restante, 61.62 PJ provienen del combustóleo.

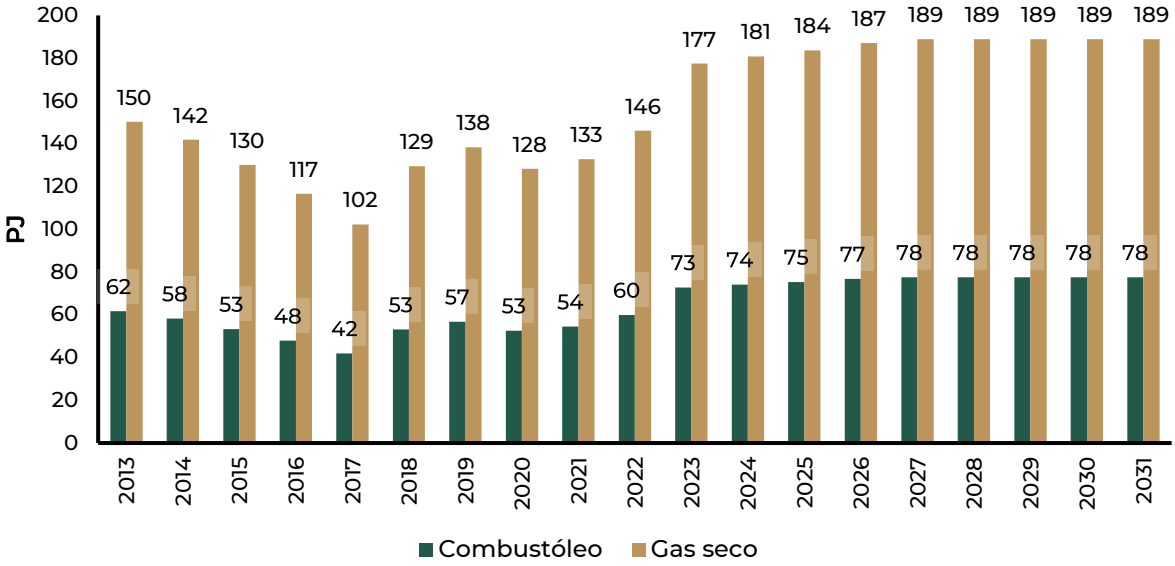
De esta manera, al asociar la producción del año de referencia con la energía consumida por tipo de combustible, fue posible integrar los indicadores de consumo energético (Tabla 5), que fueron utilizados para modelar la trayectoria de consumo energético en función de la producción de crudo en el SNR para esta actividad que se muestra en la Figura 6.

Tabla 5. Indicadores de consumo energético para la producción de crudo en el SNR, tomando como referencia el año base 2013 (PJ/mbd).

Producción de crudo 2013	Unidades	Combustible	Consumo	Unidades	Indicador	Unidades
1,229	mbd	Gas seco	150.19	PJ	0.12	PJ/mbd
		Combustóleo	61.62	PJ	0.05	PJ/mbd

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER.

Figura 6. Estimación de consumos de energía (PJ) para la producción de crudo en el SNR 2013 – 2030.



Fuente: Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017 – 2031, SENER.

Finalmente, al asociar estos consumos energéticos con los factores de emisión de combustibles aplicados en el INEGYCEI (

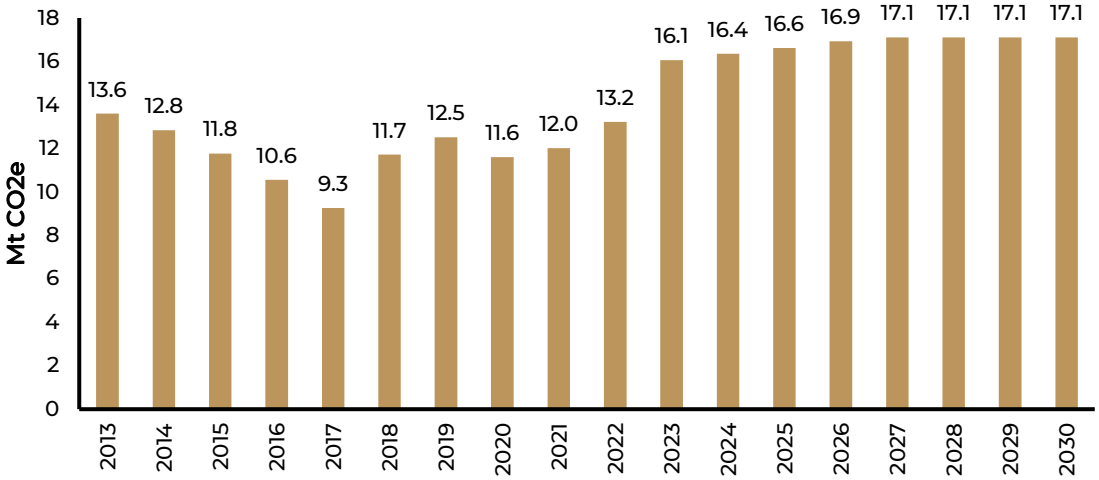
Tabla 6), la trayectoria de emisiones a 2030 para la actividad de refinación de petróleo se muestra a continuación:

Tabla 6. Factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones de GEI en la refinación de petróleo.

Combustible	Factores de emisión (Gg/PJ)		
	CO_2	CH_4	N_2O
Combustóleo	79	0.0030	0.0006
Gas seco	58	0.0010	0.0001

Fuente: INEGYCEI 1990 – 2015.

Figura 7. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A1b: Refinación del petróleo".



Fuente: Elaboración propia con base a Prospectivas de petróleo crudo 2018-2032.

- **Fuente de emisión 1A1c: Manufactura de combustibles sólidos y Otras industrias de la energía**

Para la modelación de emisiones asociadas a la fuente de emisión "manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía", es importante resaltar que éste es el resultado de integrar, por una parte, el componente de "manufactura de combustibles sólidos" la trayectoria de emisiones estimadas producto de la fabricación de combustibles como es el caso del coque metalúrgico en la industria del hierro y el acero, el cual, de acuerdo con las directrices de IPCC, es considerado un uso energético, razón por la cual se reporta en esta categoría; y el componente de "otras industrias de la energía" que refiere a las emisiones derivadas de los consumos energéticos en las actividades del sector petróleo y gas (sin refinación).

Con base en lo anterior, las variables identificadas como elementos impulsores que influyen directamente en la emisión de GEI fueron los siguientes:

Para la manufactura de combustibles sólidos:

- **Producción de coque metalúrgico.**

Para las otras industrias de la energía:

- **Producción de petróleo crudo.**
- **Producción e importación de gas natural.**
- **Consumo de energía para la manufactura de combustibles**

A partir de estas variables, el modelo de proyección aplicado fue el siguiente:

Subfuente de emisión 1A1ci Manufactura de combustibles sólidos

Producción de coque metalúrgico

El enfoque aplicado para la modelación de esta actividad se basó en el análisis de la tendencia histórica que se ha presentado en la producción/consumo de coque metalúrgico en la industria del hierro y el acero, en el periodo 2003 – 2013; rango para el cual se encuentra disponible la información publicada por SENER a través de su Sistema de Información Energética. Con base en lo anterior, pudo observarse la información de la Tabla 7.

Tabla 7. Trayectoria estimada sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030 (Mt)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCA
Coque de carbón	49.96	49.99	47.50	47.63	45.44	47.72	38.30	62.82	61.75	64.34	65.13	2.69%

Con base en lo anterior, se estimó la trayectoria de producción/consumo de coque metalúrgico a 2030, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 8):

Tabla 8. Trayectoria estimada sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030 (Mton)

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coque de carbón	65.13	66.94	68.75	70.56	72.37	74.18	75.99	77.81	79.62

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Coque de carbón	81.43	83.24	85.05	86.86	88.67	90.49	92.30	94.11	95.92

A partir de estos datos, se estimaron las emisiones considerando los siguientes factores de emisión para la producción/consumo de coque metalúrgico:

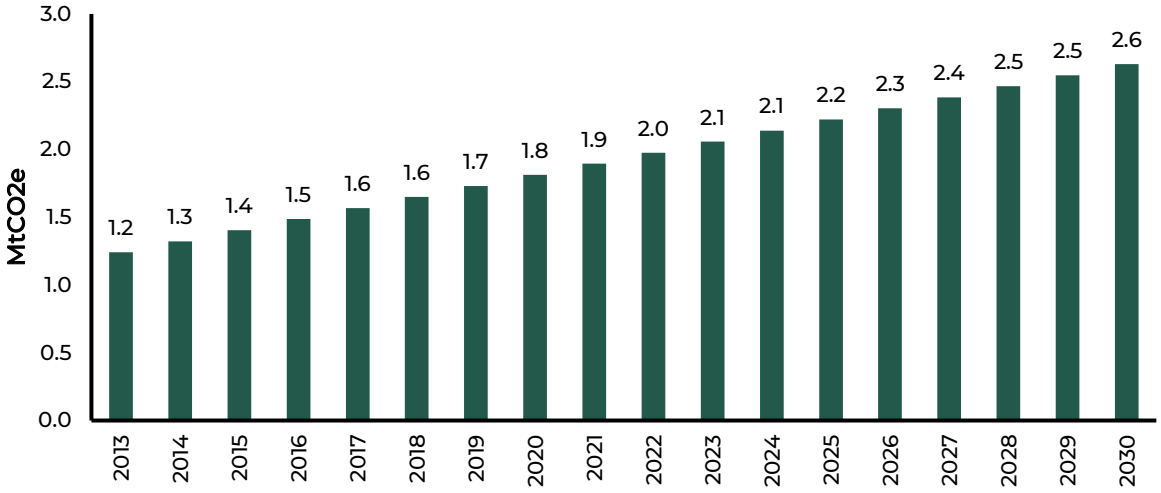
Tabla 9. Factores de emisión utilizados en la producción/consumo de coque metalúrgico.

Combustible	Factores de Emisión (ton / ton coque)	
	CO_2	CH_4 (CO_2e)
Coque metalúrgico	0.56	1.00x10-7

Fuente: INECC, 2018, INEGYCEI 1990 – 2015 con base en las Directrices del IPCC 2006.

A partir de estos resultados, la trayectoria de emisiones 2013 – 2030 para la producción/consumo de coque metalúrgico se presenta en la Figura 8.

Figura 8. Línea base sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030.



Subfuente de emisión 1A1cii Otras industrias de la energía

El enfoque para desarrollar el modelo de proyección de emisiones en la actividad denominada "Otras industrias de la energía", parte de analizar la tendencia histórica correspondiente a los siguientes rubros identificados como variables impulsoras:

- **Producción de petróleo crudo.**
- **Producción e importación de gas natural.**
- **Consumo de energía para la manufactura de combustibles**

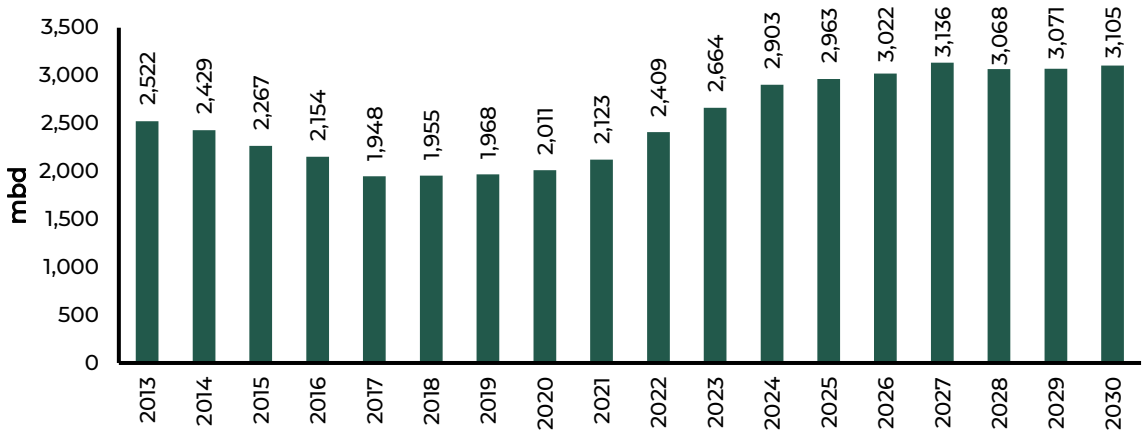
Lo anterior, con el objetivo de estimar cual fue su demanda energética de combustibles fósiles en el año base 2013 a partir de los datos disponibles en el Sistema de Información Energética, para posteriormente derivar los indicadores de consumo energético que permitan, en conjunto con los escenarios de producción a 2030 estimados para cada hidrocarburo, calcular la energía por tipo de combustible que se estará utilizando en el periodo de estudio, y en consecuencia, estimar las emisiones proyectadas en 2013 - 2030.

De esta forma, la información utilizada para estimar la trayectoria de emisiones a 2030 en la fuente de emisión denominada "Otras industrias de la energía", es la siguiente:

Producción de petróleo crudo

De acuerdo con la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018 (SENER, 2018a), bajo el escenario máximo identificado en dicho documento, la producción de crudo alcanzará los 3,105 miles de barriles diarios, 18.7% más que la producción de 2,522 miles de barriles diarios en el año base 2013.

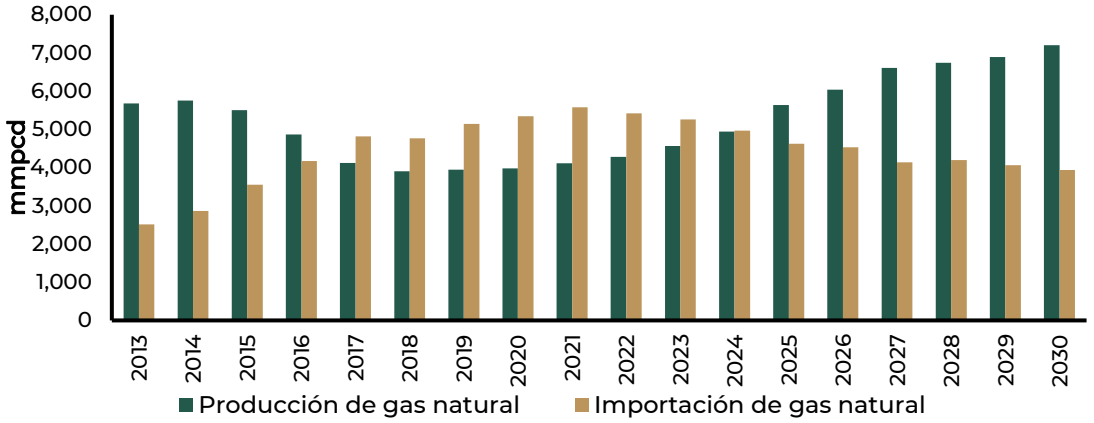
Figura 9. Proyección sobre la producción de crudo 2013 – 2030, (SENER, 2018a).



Producción e importación de gas natural

En relación con la producción de gas natural, se considerando que en el escenario máximo en 2030 alcanza un volumen de 7,204 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), en tanto que la importación, se estima en el orden de los 3,941 mmpcd como se muestra a continuación:

Figura 10. Escenarios de producción e importación de gas natural 2013 – 2030. *(SENER, 2018b)*



Consumo de energía para la manufactura de combustibles/productos

Para estimar el consumo energético asociado a las actividades de producción de crudo, gas natural, determinar el indicador de intensidad energética con base a MMbpced (millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios), que es la suma de la producción de crudo, gas asociado, condensado y gas no asociado, expresados en esa unidad de energía, para incluir la producción de todos los hidrocarburos (incluyendo el gas no asociado) el factor de intensidad energética quedaría en PJ/MMbpced. Para ello se realizó la conversión de unidades correspondientes, cuyos resultados se observan en la Tabla 10.

Por su parte, para estimar la intensidad de consumo energético en función de las proyecciones antes descritas, se consideraron los datos de la siguiente manera:

Tabla 10. Datos consolidados sobre proyecciones asociados a otras industrias de la energía.

Dato de producción	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Producción de crudo	mbd	2,522	2,429	2,267	2,154	1,948	1,955	1,968	2,011	2,123
Producción de gas natural	mmpcd	5,679	5,758	5,504	4,866	4,118	3,907	3,946	3,978	4,112
Importación de gas natural	mmpcd	2,517	2,861	3,548	4,168	4,815	4,762	5,143	5,341	5,574
Producción crudo+gas natural asociado + gas natural no asociado	mmbpced	3,658	3,580	3,368	3,127	2,772	2,736	2,757	2,807	2,945

Dato de producción	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de crudo	mbd	2,664	2,903	2,963	3,022	3,136	3,068	3,071	3,105	2,664

Producción de gas natural	mmpcd	4,284	4,567	4,942	5,640	6,036	6,605	6,740	6,893	7,204
Importación de gas natural	mmpcd	5,423	5,263	4,971	4,623	4,532	4,137	4,196	4,067	3,941
Producción crudo+gas natural asociado + gas natural no asociado	mmbpced	3,266	3,577	3,891	4,091	4,229	4,457	4,416	4,450	4,546

Fuente: Elaboración propia con base a SENER 2018a y 2018b.

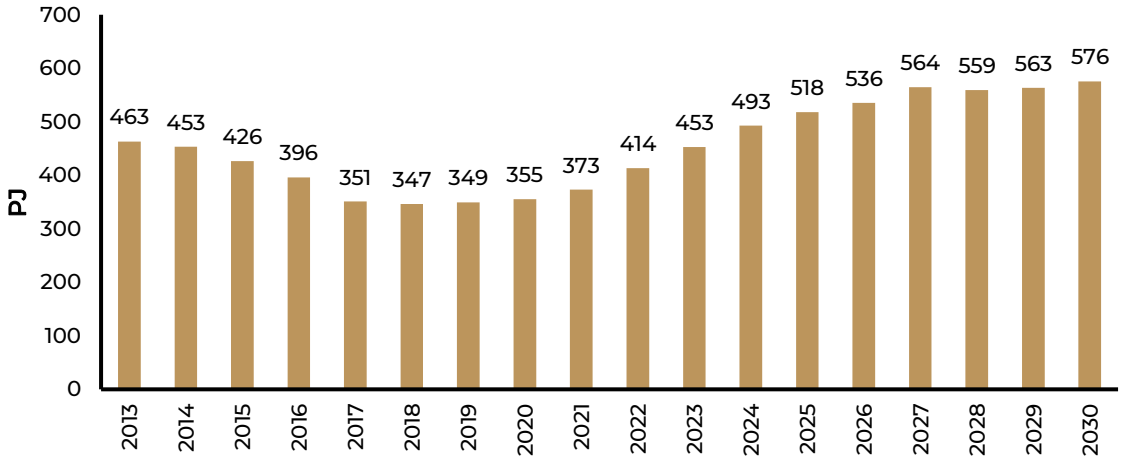
A partir de las producciones y la energía total consumida en el año base 2013, se estimó el siguiente indicador:

Tabla 11. Indicador de consumo energético para Otras Industrias de la Energía, tomando como referencia el año base 2013.

Dato de producción	Indicador	Unidades
Producción crudo+gas natural asociado + gas natural no asociado	0.13	mmbpced

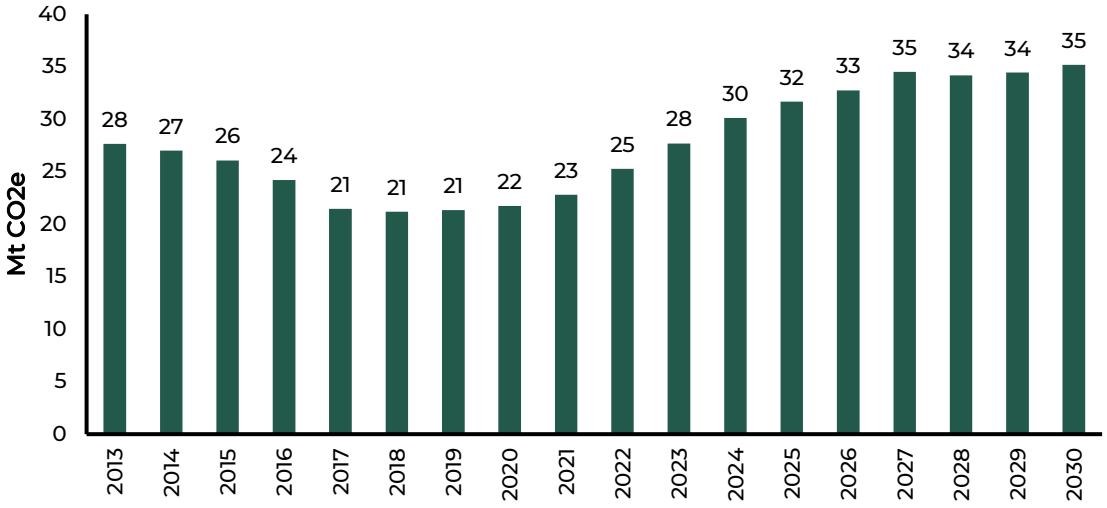
De esta manera, a partir de los datos descritos y la proporción promedio histórica que, de acuerdo al periodo 1990 – 2013 se ha presentado en el consumo de energía por tipo de combustible, fue posible determinar la trayectoria a 2030 que se muestra a continuación:

Figura 11. Trayectoria a 2030 correspondiente al consumo energético en “Otras industrias de la energía” (PJ).



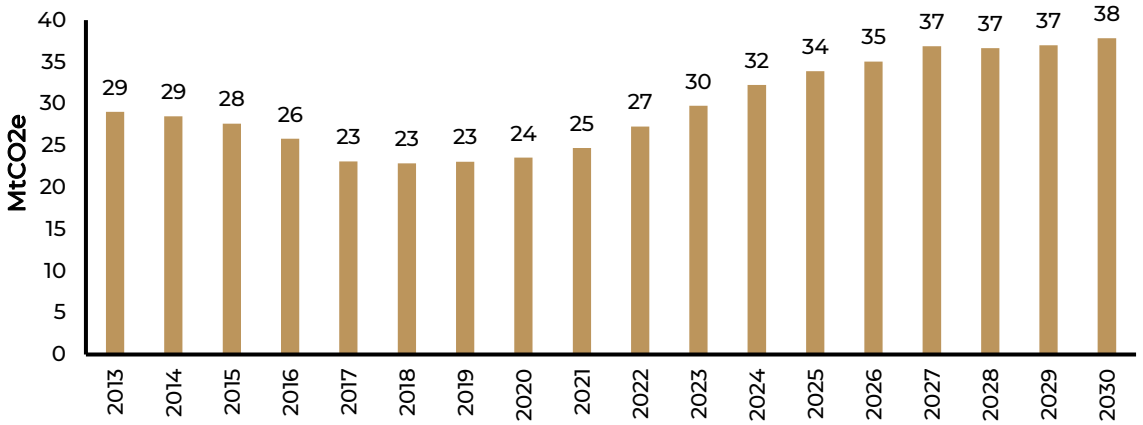
El resultado del consumo energético estimado, en función de sus factores de emisión correspondientes por tipo de combustible, dan origen a la siguiente trayectoria de emisiones a 2030:

Figura 12. Línea base de otras industrias de la energía 2013 – 2030.



Finalmente, al integrar los resultados de emisiones correspondientes a la manufactura de combustibles sólidos y a otras industrias de la energía, se estima la trayectoria de emisiones a 2030 de la fuente de emisión 1A1c Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía, que se muestra a continuación:

Figura 13. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A1c Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía".



Subcategoría de emisión 1A2: Industrias de manufactura y de la construcción

En esta subcategoría, se han modelado las emisiones de línea base asociadas a la combustión de combustibles fósiles para cada una de las fuentes que se listan a continuación y cuyas particularidades se describen más adelante:

- **1A2a:** Hierro y acero
- **1A2b:** Metales no ferrosos
- **1A2c:** Sustancias químicas
- **1A2d:** Pulpa, papel e imprenta
- **1A2e:** Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco
- **1A2g:** Equipo de transporte
- **1A2i:** Minería (no explotación de combustibles), y cantería
- **1A2k:** Construcción
- **1A2m:** Industria no especificada

Es importante mencionar que el enfoque general aplicado a todas las fuentes de emisión pertenecientes a esta subcategoría, partió de analizar la información disponible en el Sistema de Información Energética (SIE), de la Secretaría de Energía, con el fin de obtener los datos sobre sus consumos energéticos para el periodo histórico 2003 – 2013, a partir de los cuales, se estimaron las correspondientes tasas de crecimiento para poder estimar los consumos a 2030 y finalmente, asociarlas con sus debidos factores de emisión, para obtener las trayectorias de emisiones de línea base correspondientes.

Salvo aquellos sectores en los que exista alguna particularidad como es el caso de la fuente 1A2i: Minería (no explotación de combustibles), y cantería; a continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada una de ellas.

Los factores de emisión empleados en el cálculo de la proyección de esta subcategoría se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Factores de emisión empleados en la subcategoría 1A2 Industrias de la manufactura y de la construcción (Consumo energético del sector industrial).

Combustible	Factor de Emisión		
	CO_2	CH_4	N_2O
Unidades	ton/PJ	ton/PJ	ton/PJ
Coque de carbón	109,598	10.00	1.50
Coque de petróleo	97,500	3.00	0.60
Gas LP	65,083	1.00	0.10
Gas Natural	57,756	1.00	0.10
Combustóleo	79,450	3.00	0.60
Carbón	96,100	10.00	1.50
Diesel	72,851	3.00	0.60

- **Fuente de emisión 1A2a: Hierro y acero**

El consumo energético reportado en el SIE para la industria del hierro y acero durante el periodo 2003-2013 se muestran en Tabla 13, mientras que la proyección al 2030 en la
Tabla 14.

Tabla 13. Consumos energéticos de la industria del hierro y el acero 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	0.005	0.005	0.005	0.006	0.007	0.008	0.007	0.006	0.008	0.006	0.006	2.18%
Diésel	0.96	1.07	0.93	0.97	0.90	0.88	0.61	0.78	0.84	0.88	0.88	-0.86%
Combustóleo	11	12	10	8	9	8	8	6	4	5	3	-12.15%
Gas natural	94	100	110	116	106	104	86	104	114	113	115	2.09%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 14. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria del hierro y del acero (PJ).

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Diésel	0.88	0.86	0.85	0.83	0.81	0.79	0.77	0.75	0.73
Combustóleo	2.93	2.10	1.27	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Gas natural	115.29	116.42	117.56	118.70	119.84	120.98	122.12	123.26	124.39
Gas natural neto	27.72	34.21	43.14	40.10	43.67	42.82	41.01	39.48	37.86

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Diésel	0.71	0.70	0.68	0.66	0.64	0.62	0.60	0.58	0.565
Combustóleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas natural	125.53	126.67	127.81	128.95	130.09	131.23	132.37	133.50	134.64
Gas natural neto	36.16	34.37	32.48	30.50	28.43	26.25	23.97	21.58	19.09

En esta sección solamente se reportan las emisiones por el uso energético del gas natural en la industria del hierro y el acero. El uso de gas natural correspondiente al proceso de reducción directa[6] se reporta en el sector "2 Procesos Industriales y Usos de Productos" (IPPU por sus siglas en inglés), para mayores detalles consultar dicha sección, ya que en este proceso se aprovecha una porción de este combustible (12.5 GJ de gas natural por tonelada de producto[7]), misma que, de acuerdo con el IPCC se encuentra contabilizada en el factor de emisión de este proceso (estimado y presentado en la sección para procesos industriales).

Finalmente, la trayectoria de emisiones obtenida como resultado de los pasos antes descritos, utilizando los factores de emisión de la Tabla 12 se presenta en la siguiente figura.

Figura 14. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1ª2a: Hierro y acero".

- **Fuente de emisión 1A2b: Metales no ferrosos**

Tabla 15. Consumos energéticos históricos y TCMA de la industria de metales no ferrosos 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	PJ	2.31	2.53	2.56	2.95	3.56	3.69	3.43	6.29	6.28	6.12	9.32	14.95%
Diésel	PJ	3.98	4.36	4.41	4.44	5.03	10.59	7.24	11.14	11.80	12.09	4.37	0.93%
Combustóleo	PJ	3.11	3.40	3.44	2.66	3.02	2.87	1.20	2.47	2.05	2.30	2.23	-3.28%
Gas natural	PJ	8.49	7.98	9.33	9.38	7.79	7.05	6.75	8.19	8.99	9.42	9.27	0.89%

[6] Reducción Directa de Acero: Consiste en la reducción del mineral de hierro en hierro metálico en estado sólido, a temperaturas de proceso inferiores a los 1000 °C.
[7] Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

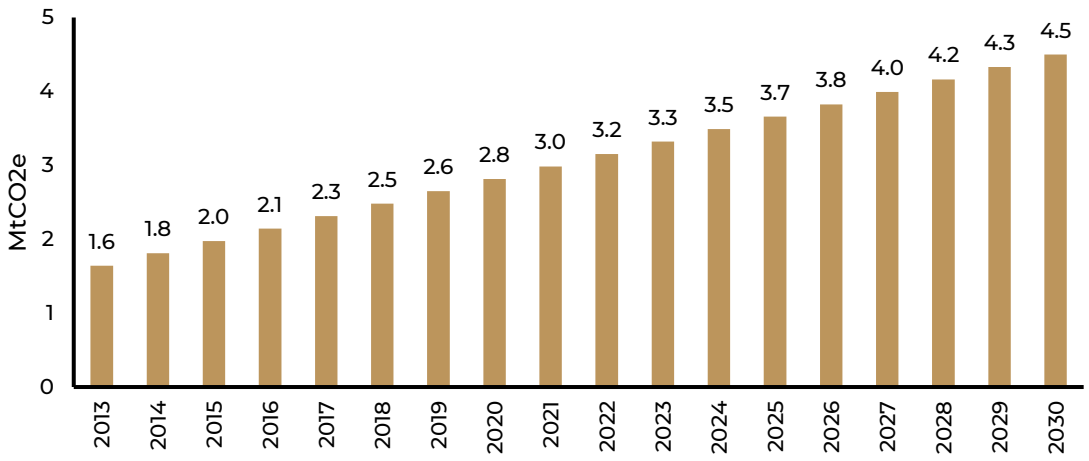
Tabla 16. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de metales no ferrosos (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	9.93	10.54	11.15	11.76	12.37	12.98	13.59	14.20	9.93
Diésel	PJ	4.98	5.59	6.20	6.81	7.42	8.03	8.64	9.25	4.98
Combustóleo	PJ	2.84	3.45	4.05	4.66	5.27	5.88	6.49	7.10	2.84
Gas natural	PJ	9.88	10.49	11.10	11.71	12.32	12.93	13.54	14.15	9.88

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	14.81	15.42	16.03	16.64	17.25	17.86	18.47	19.07	19.68
Diésel	PJ	9.86	10.47	11.08	11.68	12.29	12.90	13.51	14.12	14.73
Combustóleo	PJ	7.71	8.32	8.93	9.54	10.15	10.76	11.37	11.98	12.59
Gas natural	PJ	14.76	15.37	15.98	16.59	17.20	17.81	18.42	19.03	19.64

Finalmente, la trayectoria de emisiones utilizando los factores de emisión de la Tabla 12 se presenta en la Figura 14.

Figura 14. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2b: Metales no ferrosos".



- **Fuente de emisión 1A2c: Sustancias químicas**

Tabla 17. Consumos energéticos de la industria química 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Coque de petróleo	3.23	1.44	5.99	9.53	12.63	11.69	1.07	1.52	1.25	1.76	1.90	-5.16%
Gas licuado	0.64	0.64	0.62	0.72	0.81	0.82	0.81	0.71	0.90	0.83	0.84	2.76%
Diésel	4.00	4.13	4.22	4.38	4.44	4.33	4.20	4.18	4.18	4.17	4.20	0.49%
Combustóleo	15.09	15.19	14.68	11.35	12.06	9.39	8.21	5.60	5.31	5.15	3.37	-13.92%
Gas seco	44.39	39.68	45.54	50.19	45.73	45.94	52.07	54.52	60.55	61.49	66.29	4.09%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 18. Consumos energéticos de la industria petroquímica 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Diésel	0.36	0.36	0.31	0.40	0.39	0.47	0.54	0.46	0.44	0.39	0.44	1.90%
Combustóleo	3.25	3.25	5.10	0.77	0.05	0.22	0.20	0.21	0.20	0.23	0.10	-29.71%
Gasolinas y naftas	0.71	0.71	1.23	1.00	1.29	1.55	1.30	1.09	1.22	0.20	0.00	-100.00%
Gas seco	76.57	75.75	78.68	87.59	85.16	92.98	93.36	99.79	93.54	101.28	110.78	3.76%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 19. Consumos energéticos de la industria de fertilizantes 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Diésel	0.10	0.11	0.11	0.13	0.18	0.15	0.14	0.14	0.15	1.26	0.16	5.38%
Gas seco	2.84	3.11	3.53	3.44	4.09	3.30	3.40	1.93	2.70	0.47	0.52	-15.66%

Tabla 20. Consumos energéticos de la fabricación de productos de hule 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	6.56%
Diésel	1.0	1.2	1.2	1.5	1.6	1.7	1.5	1.7	1.9	0.8	1.9	6.65%
Combustóleo	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.5	0.66%

Gas seco	3.9	4.0	5.0	4.7	4.3	4.2	4.2	4.8	5.1	5.5	5.5	3.31%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 21. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en industria química (PJ).

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coque de petróleo	1.90	0.58	1.94	1.84	1.75	1.66	1.57	1.49	1.42
Gas licuado	0.84	0.84	0.82	0.84	0.86	0.89	0.91	0.94	0.96
Diésel	4.20	4.18	4.09	4.11	4.13	4.15	4.17	4.19	4.21
Combustóleo	3.37	1.87	1.84	1.58	1.36	1.17	1.01	0.87	0.75
Gas seco	66.29	78.48	71.38	74.30	77.34	80.50	83.79	87.22	90.79

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Coque de petróleo	1.34	1.27	1.21	1.14	1.09	1.03	0.98	0.93	0.88
Gas licuado	0.99	1.02	1.04	1.07	1.10	1.13	1.17	1.20	1.23
Diésel	4.23	4.25	4.27	4.30	4.32	4.34	4.36	4.38	4.40
Combustóleo	0.64	0.56	0.48	0.41	0.35	0.30	0.26	0.23	0.19
Gas seco	94.50	98.37	102.39	106.58	110.94	115.48	120.20	125.12	130.24

Tabla 22. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria petroquímica (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Diésel	PJ	0.44	0.39	0.35	0.36	0.36	0.37	0.38	0.38	0.39
Combustóleo	PJ	0.10	0.14	0.10	0.07	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01
Gasolinas y naftas	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas seco	PJ	110.78	98.30	69.27	71.88	74.58	77.39	80.30	83.32	86.45

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diésel	PJ	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46
Combustóleo	PJ	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolinas y naftas	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas seco	PJ	89.71	93.08	96.58	100.22	103.99	107.90	111.96	116.17	120.55

Tabla 23. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en industria de fertilizantes (PJ).

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Diésel	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5
Gas seco	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

Combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030

Diésel	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9
Gas seco	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

Tabla 24. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la fabricación de hule (PJ)

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Diésel	PJ	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3
Combustóleo	PJ	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
Gas seco	PJ	5.5	5.6	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2	6.3	6.5

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Diesel	PJ	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8
Combustóleo	PJ	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7
Gas seco	PJ	6.6	6.7	6.9	7.0	7.1	7.2	7.4	7.5	7.6

Finalmente, utilizando los factores de emisión de la Tabla 12, las trayectorias de emisiones al 2030 se presentan en las siguientes figuras:

Figura 15. Línea base de la industria química 2013 – 2030.

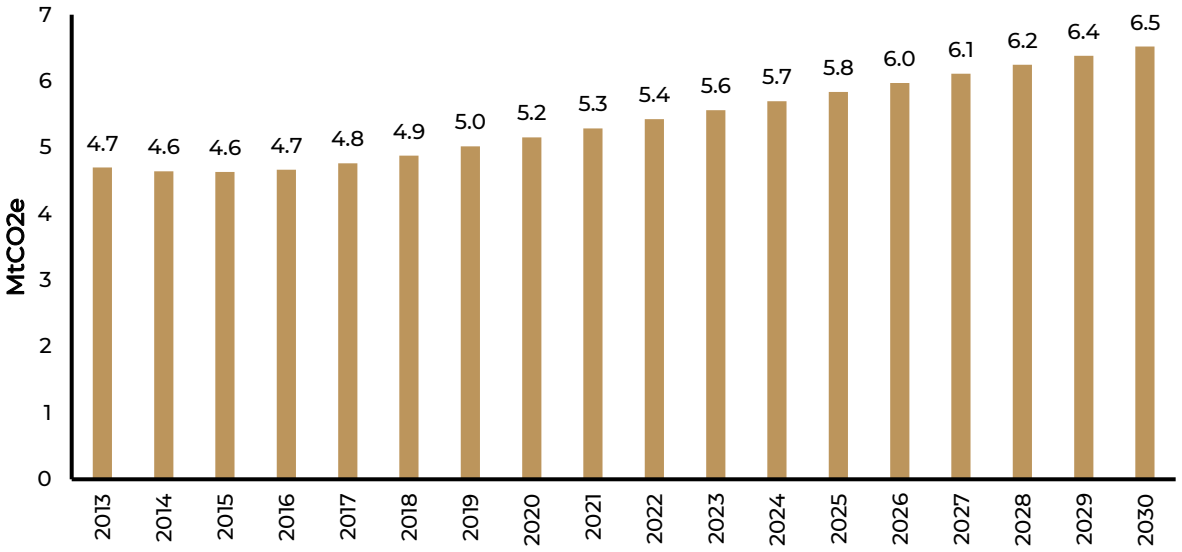


Figura 16. Línea base de la industria petroquímica 2013 – 2030.

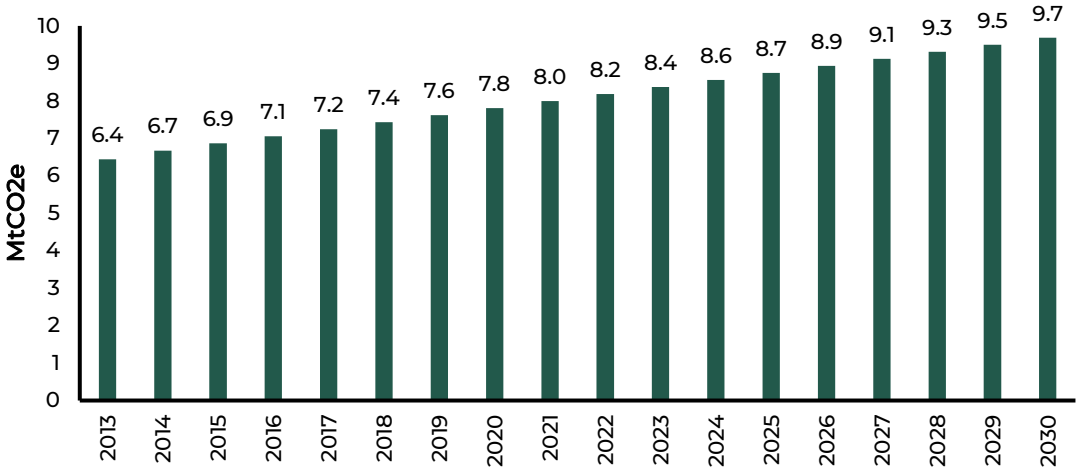


Figura 17. Línea base de la industria de fertilizantes 2013 – 2030.

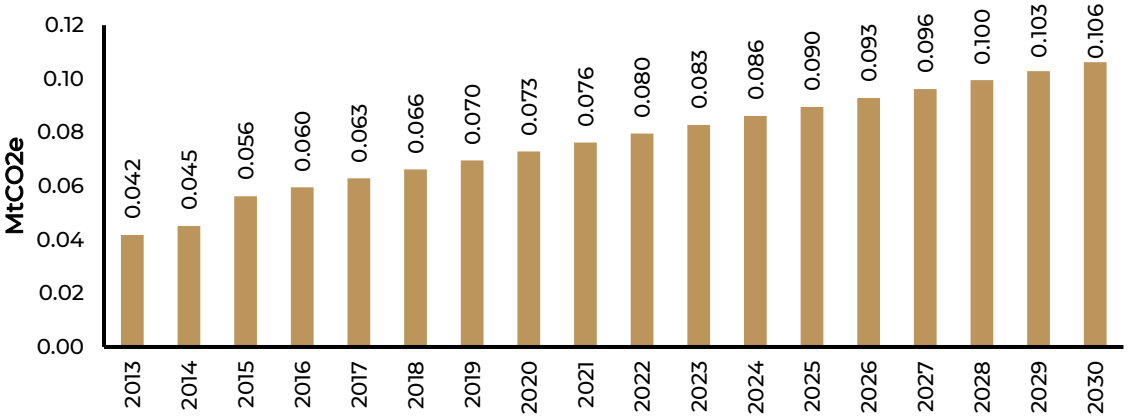
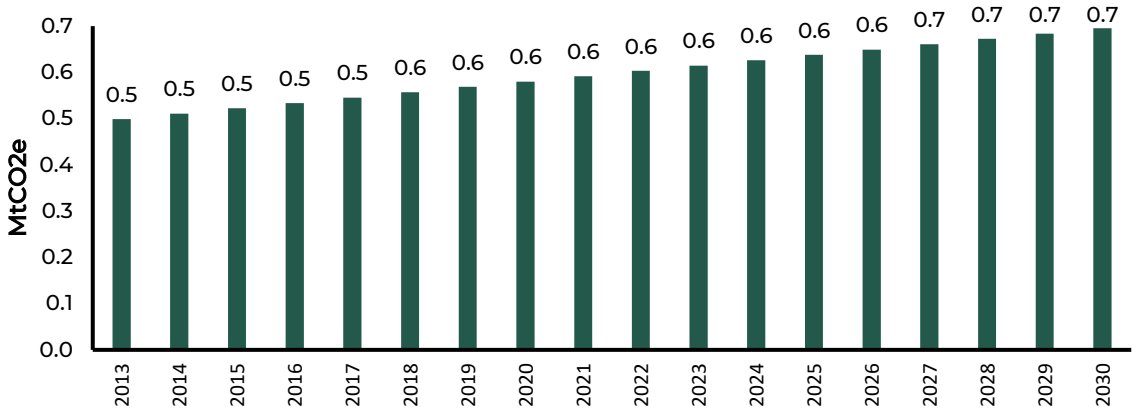
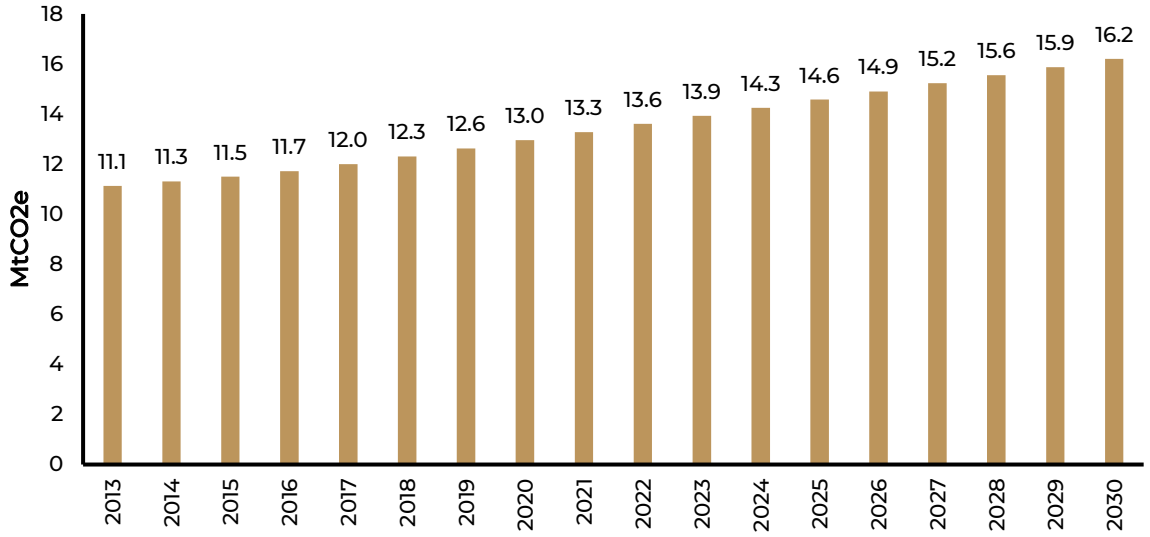


Figura 18. Línea base de la producción de hule 2013 – 2030.



Al sumar las emisiones proyectadas de las fuentes, industria química y petroquímica, fertilizantes y producción de hule se tienen las emisiones totales por el consumo energético proyectadas al 2030 correspondientes al sector de la química que se muestra a continuación:

Figura 19. Línea base 2013 – 2030 para el sector de la química



- **Fuente de emisión: 1A2d: Pulpa, papel e imprenta**

Se tomaron los datos del Sistema de Información Energética de la SENER, en el rubro de consumo final del sector industrial para la minería de minerales metálicos y no metálicos para determinar la tasa de crecimiento media anual del periodo 2003-2013, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 25. Consumos energéticos de la industria de pulpa, papel e imprenta, 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Bagazo de caña	PJ	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.00%
Gas licuado	PJ	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	3.71%
Diésel	PJ	0.8	0.9	0.9	1.2	1.3	1.5	1.3	1.2	1.1	0.4	1.3	4.50%
Combustóleo	PJ	12.8	13.6	14.0	10.8	12.0	10.9	10.9	7.9	5.8	5.0	5.2	-8.71%
Gas natural	PJ	20.9	18.7	20.5	25.2	22.6	24.3	24.2	23.6	25.7	28.9	32.7	4.57%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

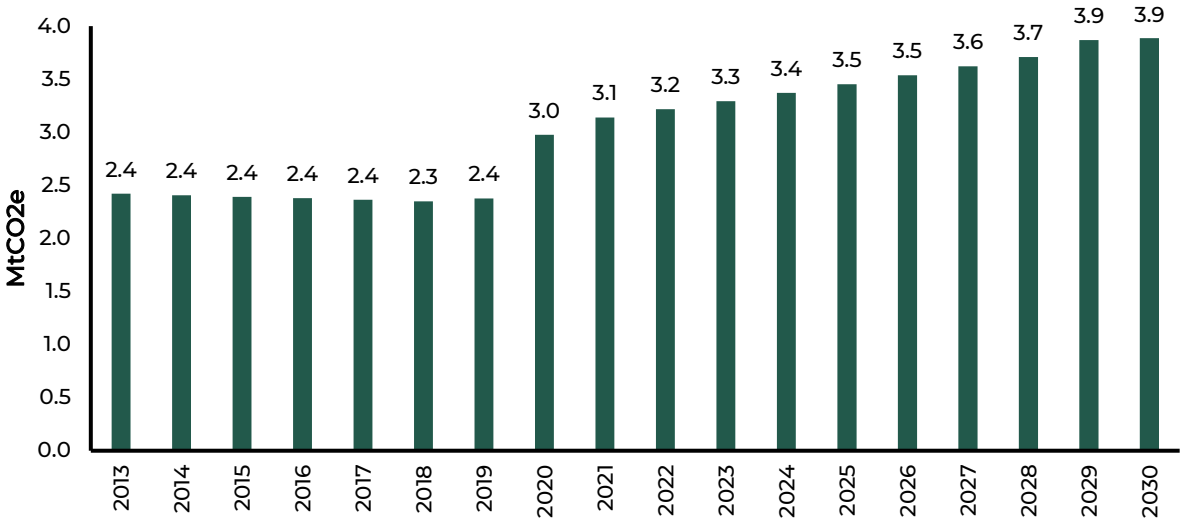
Tabla 26. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de pulpa, papel e imprenta (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bagazo de caña	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas licuado	PJ	0.41	0.42	0.43	0.45	0.46	0.48	0.50	0.52	0.53
Diésel	PJ	1.29	1.33	1.37	1.43	1.50	1.56	1.63	1.71	1.78
Combustóleo	PJ	5.16	1.07	5.27	4.81	4.39	4.01	3.66	3.34	3.05
Gas natural	PJ	32.66	30.97	31.97	33.43	34.95	36.55	38.22	39.96	41.78

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bagazo de caña	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas licuado	PJ	0.55	0.58	0.60	0.62	0.64	0.67	0.69	0.72	0.74
Diésel	PJ	1.86	1.95	2.04	2.13	2.22	2.32	2.43	2.54	2.65
Combustóleo	PJ	2.78	2.54	2.32	2.12	1.93	1.77	1.61	1.47	1.34
Gas natural	PJ	43.69	45.69	47.77	49.95	52.23	54.62	57.11	59.72	62.45

Finalmente, utilizando los factores de emisión de la Tabla 12, las trayectorias de emisiones al 2030 se presentan las emisiones en la siguiente figura:

Figura 20. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2d: Pulpa, papel e imprenta".



- **Fuente de emisión 1A2e: Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco**

Para la modelación de emisiones correspondiente a esta fuente, se integraron los resultados de la industria de elaboración de azúcares, elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua, elaboración de productos de tabaco y elaboración de cerveza como se muestra en la Tabla 27 a la Tabla 30. La proyección de consumos se muestra en la Tabla 31 a la Tabla 34.

Tabla 27. Consumos energéticos de la industria de elaboración de azúcares 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Bagazo de caña	PJ	41.27	38.88	53.00	48.46	41.76	49.55	39.28	36.82	40.33	32.51	59.52	3.73%
Gas licuado	PJ	0.0002	0.0002	0.0002	0.0003	0.0003	0.0002	0.0003	0.0004	0.0002	0.0004	0.0003	2.97%
Diésel	PJ	0.045	0.045	0.053	0.052	0.068	0.064	0.047	0.029	0.004	0.000	0.000	-100%
Combustóleo	PJ	22.44	21.81	18.57	15.88	15.95	10.88	7.021	6.707	4.737	3.478	3.481	-17%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 28. Consumos energéticos de la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua 2003 - 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	PJ	0.8	0.8	0.8	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	4.80%

Diésel	PJ	2.6	2.8	2.9	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6	3.23%
Combustóleo	PJ	1.8	1.8	1.9	1.4	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.0	0.7	-9.3%
Gas natural	PJ	0.5	0.4	0.6	0.7	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.1	1.0	7.35%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 29. Consumos energéticos de la industria de elaboración de productos de tabaco 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Diésel	PJ	0.002	0.002	0.002	0.003	0.002	0.003	0.002	0.002	0.002	0.000	0.000	-100%
Combustóleo	PJ	0.019	0.018	0.018	0.014	0.013	0.012	0.010	0.007	0.008	0.009	0.009	-7.41%
Gas natural	PJ	0.240	0.224	0.264	0.273	0.260	0.309	0.338	0.421	0.272	0.308	0.273	1.31%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 30. Consumos energéticos de la industria de elaboración de cerveza 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	PJ	0.4	0.4	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	7.50%
Diésel	PJ	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	12.1	0.1	6.34%
Combustóleo	PJ	7.6	7.9	8.6	6.6	7.2	7.1	6.5	5.1	3.6	3.2	2.1	-12.13%
Gas natural	PJ	5.8	5.4	6.0	7.5	5.8	6.1	6.1	6.0	7.1	8.4	15.3	10.17%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

Tabla 31. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de azúcares (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bagazo de caña	PJ	59.5268	33.8035	32.9323	34.1602	35.4338	36.7550	38.1254	39.5469	41.0214
Gas licuado	PJ	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
Diésel	PJ	0.0000	0.0100	0.0100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Combustóleo	PJ	3.4817	1.3162	0.7404	0.6145	0.5100	0.4233	0.3513	0.2916	0.2420

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bagazo de caña	PJ	42.5509	44.1374	45.7831	47.4901	49.2608	51.0974	53.0026	54.9788	57.0287
Gas licuado	PJ	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
Diésel	PJ	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Combustóleo	PJ	0.2008	0.1667	0.1383	0.1148	0.0953	0.0791	0.0656	0.0545	0.0452

Tabla 32. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	1.28	1.37	1.49	1.56	1.63	1.71	1.79	1.88	1.97
Diésel	PJ	3.55	3.67	3.82	3.94	4.07	4.20	4.34	4.48	4.62
Combustóleo	PJ	0.67	0.45	0.31	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17
Gas natural	PJ	0.96	1.08	1.30	1.40	1.50	1.61	1.73	1.86	2.00

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	2.06	2.16	2.27	2.37	2.49	2.61	2.73	2.86	3.00
Diésel	PJ	4.77	4.93	5.08	5.25	5.42	5.59	5.77	5.96	6.15
Combustóleo	PJ	0.15	0.14	0.13	0.11	0.10	0.09	0.09	0.08	0.07
Gas natural	PJ	2.14	2.30	2.47	2.65	2.84	3.05	3.28	3.52	3.78

Tabla 33. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de productos de tabaco (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Diésel	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Combustóleo	PJ	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Gas natural	PJ	0.27	0.23	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32	0.32	0.33

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diésel	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Combustóleo	PJ	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas natural	PJ	0.33	0.34	0.34	0.35	0.35	0.36	0.36	0.36	0.37

Tabla 34. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de cerveza (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	0.81	0.84	0.88	0.94	1.01	1.09	1.17	1.26	1.35
Diésel	PJ	0.14	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.21	0.22
Combustóleo	PJ	2.08	1.40	0.95	0.83	0.73	0.64	0.56	0.50	0.44
Gas natural	PJ	15.26	13.69	15.16	16.70	18.40	20.27	22.33	24.60	27.11

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	1.45	1.56	1.68	1.81	1.94	2.09	2.24	2.41	2.59
Diésel	PJ	0.23	0.25	0.26	0.28	0.30	0.32	0.34	0.36	0.38
Combustóleo	PJ	0.38	0.34	0.30	0.26	0.23	0.20	0.18	0.15	0.14
Gas natural	PJ	29.86	32.90	36.25	39.93	44.00	48.47	53.40	58.84	64.82

Finalmente, al aplicar los factores de emisión correspondientes de la Tabla 12, se calculan las emisiones por cada subfuente de emisión que se muestran a continuación:

Figura 21. Línea base de la industria de elaboración de azúcares 2013 – 2030.

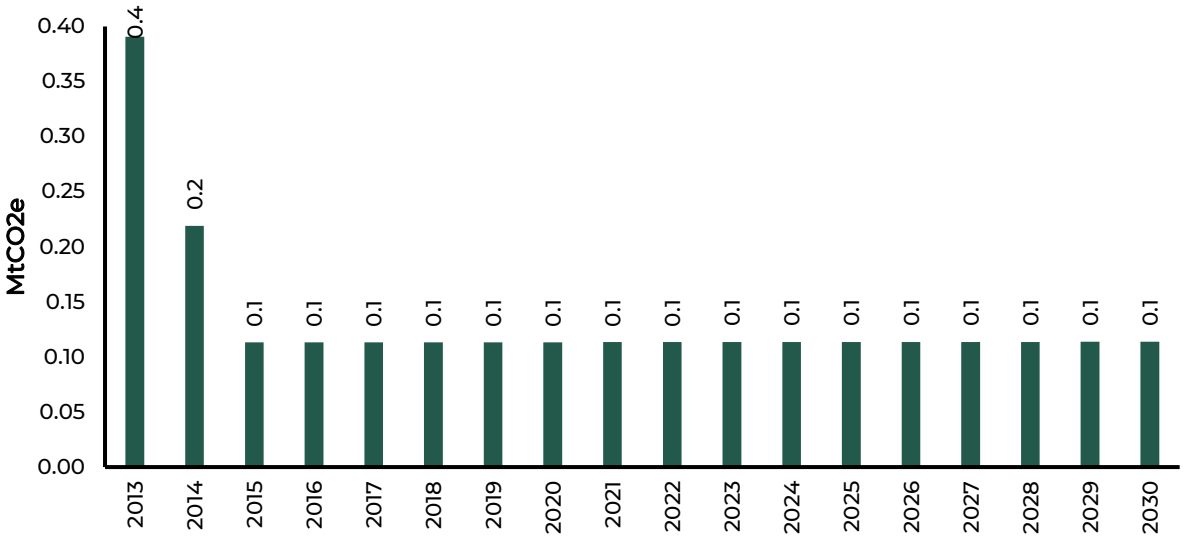


Figura 22. Línea base de la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua 2013 – 2030.

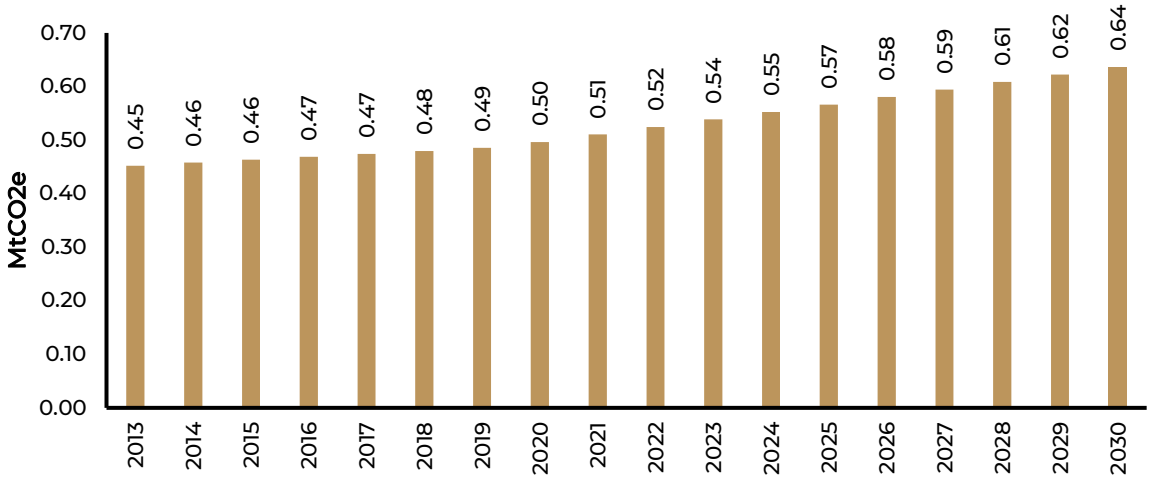


Figura 23. Línea base de la industria de elaboración de productos de tabaco 2013 – 2030.

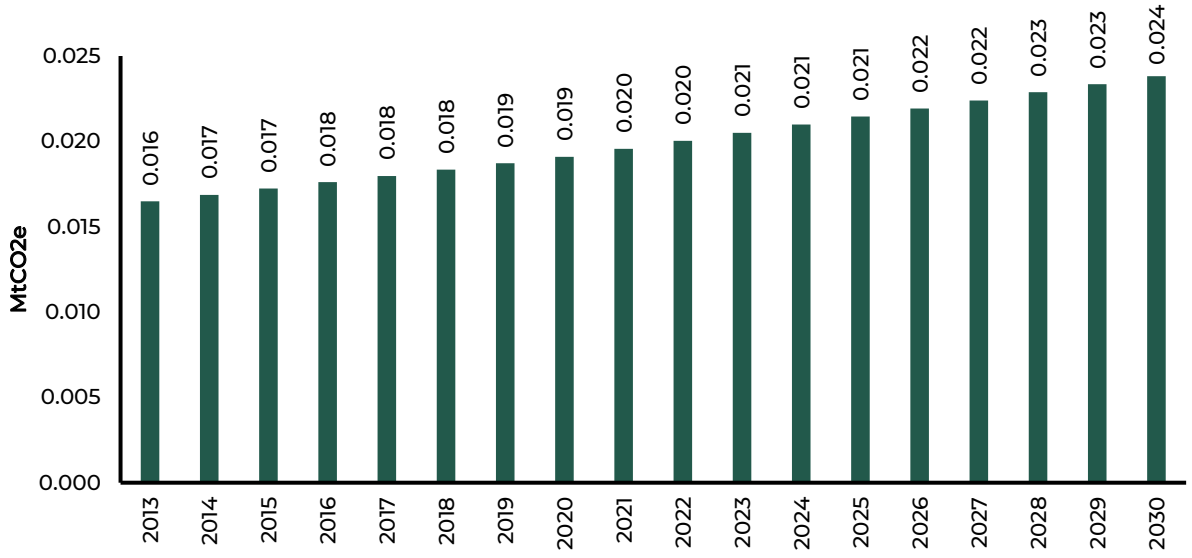
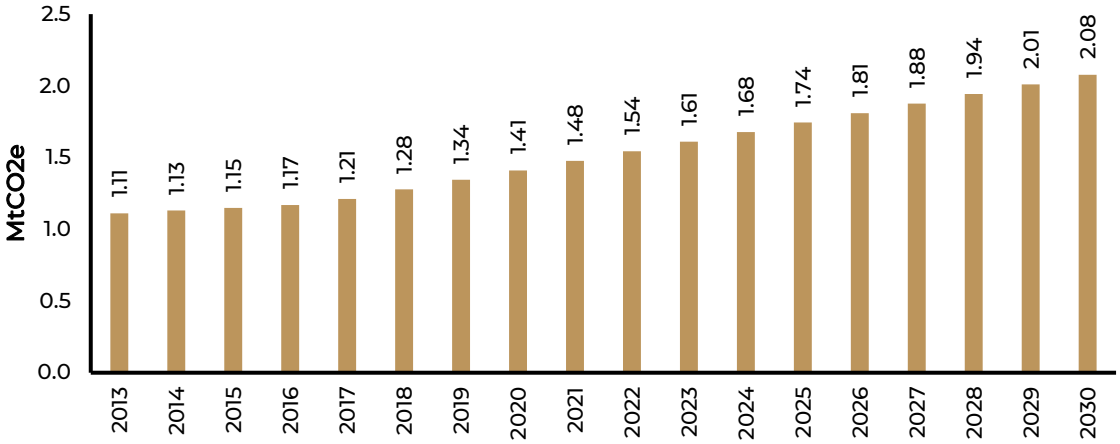
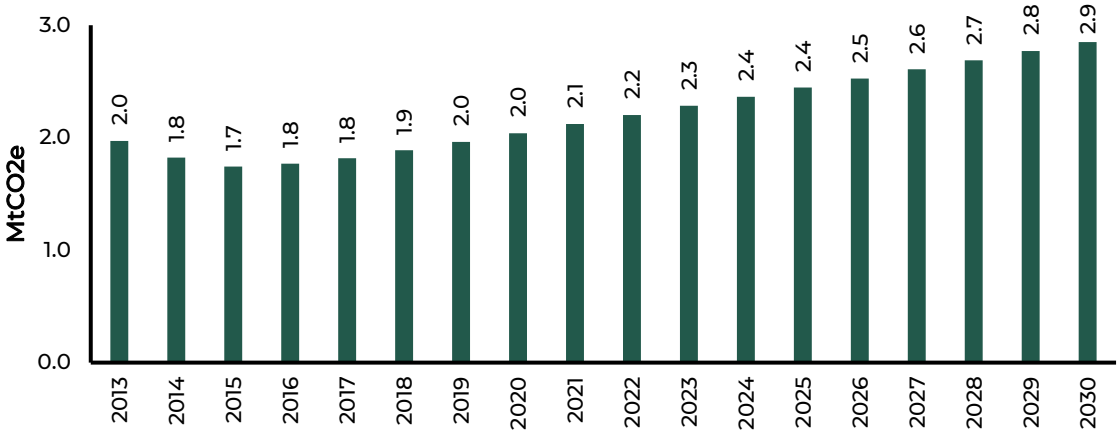


Figura 24. Línea base de la industria de elaboración de cerveza 2013 – 2030.



Al integrar todas las emisiones de estas subfuentes, se observa en la siguiente figura la proyección de las emisiones de la fuente de emisión 1A2e: Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco.

Figura 25. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2e: Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco".



- **Fuente de emisión 1A2g: Equipo de transporte**

Tabla 35. Consumos energéticos históricos y TCMA de la industria de equipo de transporte 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	PJ	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	8.59%

Diésel	PJ	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.4	0.7	0.7	0.8	0.8	9.05%
Combustóleo	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00%
Gas natural	PJ	1.6	1.5	1.9	2.3	2.1	2.2	2.3	2.1	3.6	4.1	4.7	11.37%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de SENER.

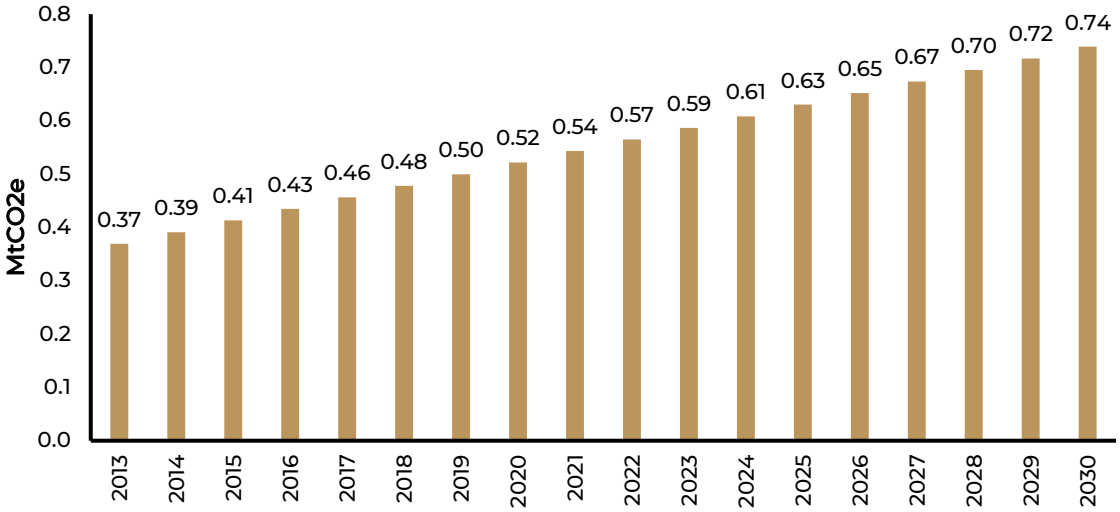
Tabla 36. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de equipo de transporte (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1
Diésel	PJ	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7
Combustóleo	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural	PJ	4.7	5.6	5.7	6.4	7.1	7.9	8.8	9.8	10.9

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3
Diésel	PJ	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6
Combustóleo	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural	PJ	12.1	13.5	15.0	16.8	18.7	20.8	23.1	25.8	28.7

Finalmente, los resultados obtenidos correspondientes a las emisiones de línea base a 2030 utilizando los factores de emisión de la Tabla 12 en la fuente de emisión de equipo de transporte fueron los siguientes:

Figura 26. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión “1A2g: Equipo de transporte”.



- **Fuente de emisión 1A2i: Minería (con excepción de combustibles), y cantería**

En esta fuente de emisión, se integran los datos correspondientes a la combustión de combustibles fósiles en la industria del cemento para la producción de clinker (CLK).

Con base en lo anterior, para la modelación de emisiones a 2030 bajo un escenario de línea base BAU, se identificó la producción de cemento, como la variable impulsora para estimar una trayectoria futura de emisiones, dichos datos se encuentran reportados en la subcategoría de emisión 2A1 Producción de cemento del sector 2 Procesos industriales.

Se obtuvo la información relativa al consumo energético por tipo de combustible que la industria tuvo en el año base 2013 (SENER, 2019), con el propósito de estimar la tendencia del consumo energético que, asociados con la proyección de clinker neto producido, permitan deducir el consumo de combustibles fósiles a 2030 para dicha industria.

Tabla 37. Trayectoria de consumos energéticos de la industria de producción de cemento 2003 a 2013 (PJ).

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	200	2010	2011	2012	2013	TCMA
Carbón	5.79	3.35	3.77	5.06	5.16	4.81	4.16	4.25	5.45	5.42	5.86	0.12%
Coque de petróleo	48.09	73.80	70.09	91.98	109.11	93.12	91.56	75.94	77.56	90.64	100.99	7.70%
Gas licuado	N/D	N/D	0	0	0	0	0	0.000054	0.000458	0.000243	0.000040	0%
Diésel	0.08	0.13	0.13	0.11	0.10	0.12	0.15	0.22	0.24	0.22	0.27	13.18%
Combustóleo	18.41	24.48	17.88	16.83	14.50	6.85	6.52	2.68	1.62	1.48	1.49	-22.23%
Gas natural	7.02	5.59	5.10	7.16	3.71	3.01	4.50	4.65	4.58	8.14	4.43	-4.51%

Fuente: Elaboración propia con base al SIE

Mediante la tasa de crecimiento media anual del 2003 a 2013 para el carbón, coque de petróleo, gas licuado y diésel, fue posible, en asociación con la proyección de clinker neto producido a 2030, derivar los consumos de combustibles fósiles para el periodo 2013 – 2030.

La tasa de crecimiento del combustóleo y del gas natural, observando la tendencia de 2003 a 2013 es negativa, sin embargo, para la proyección del escenario base se tomaron las siguientes consideraciones:

- La industria cementera, lleva más de una década empleando la energía de combustibles alternos (residuos sólidos varios) para abastecer a sus procesos, por lo que ha habido una sustitución con el consumo de combustóleo, por tal motivo, para la proyección del consumo de combustóleo se tomó el valor promedio del consumo del 2003 a 2009 (15.07 PJ) y se mantuvo constante al 2030.

- Para la proyección de gas natural, se tomó como referencia el consumo del año más alto del periodo 2003-2013 debido a que representa con mayor apego el consumo del sector de dicho combustible en los años posteriores.

Los resultados de las proyecciones de consumo energético se muestran en la Tabla 38.

Tabla 38. Trayectoria consumos energéticos a 2030 en la industria de producción de de cemento (PJ).

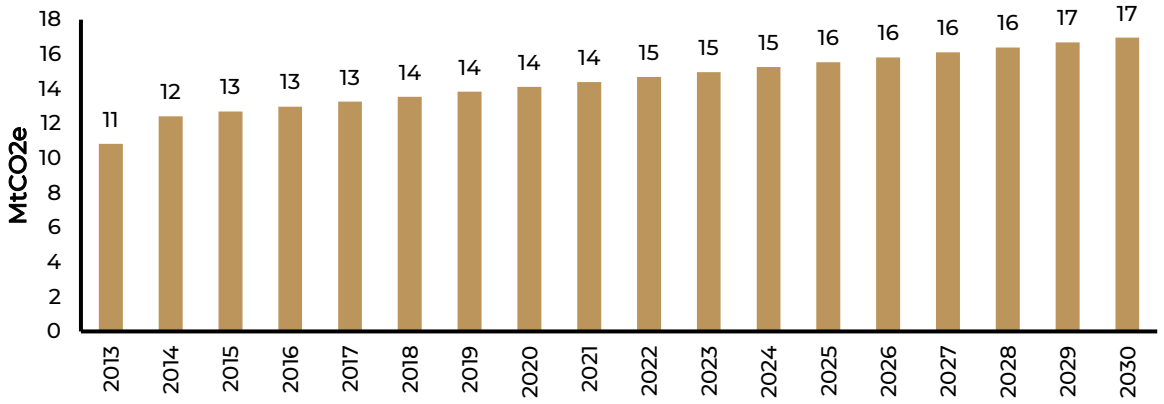
Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carbón	PJ	5.86	5.96	6.06	6.16	6.26	6.36	6.46	6.56	6.66
Coque de petróleo	PJ	100.99	103.76	106.53	109.30	112.07	114.84	117.61	120.38	123.15
Gas licuado	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diésel	PJ	0.27	0.28	0.30	0.32	0.34	0.36	0.37	0.39	0.41
Combustóleo	PJ	1.49	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07
Gas natural	PJ	4.43	8.14	8.22	8.30	8.37	8.45	8.53	8.61	8.69

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	PJ	6.76	6.86	6.96	7.06	7.16	7.26	7.36	7.46	7.56
Coque de petróleo	PJ	125.92	128.69	131.46	134.23	137.00	139.77	142.54	145.31	148.08

Gas licuado	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diésel	PJ	0.43	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.53	0.55	0.57
Combustóleo	PJ	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07	15.07
Gas natural	PJ	8.76	8.84	8.92	9.00	9.08	9.15	9.23	9.31	9.39

Finalmente, utilizando los factores de emisión de la Tabla 12, las trayectorias de emisiones al 2030 por el consumo energético de combustibles fósiles se presentan en la siguiente Figura:

Figura 27. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión "1A2i: Minería (con excepción de combustibles), y cantería" por la combustión de combustibles fósiles.



Las emisiones del proceso de elaboración del cemento se reportan la subcategoría de emisión 2A1 Producción de cemento del sector 2 Procesos industriales y Uso de Productos.

- **Fuente de emisión 1A2k: Construcción**

En el caso de esta fuente de emisión, el enfoque para la modelación de emisiones siguió el mismo enfoque de análisis de los consumos históricos de combustibles para estimar su tasa de crecimiento media anual en el periodo 2003 - 2013 y, con ello, estimar una trayectoria futura a 2030 de consumos energéticos para cuantificar las emisiones de GEI a través de los factores de emisión (ver Tabla 12), utilizados en el INEGYCEI. Los resultados de dicho análisis se muestran a continuación:

Tabla 39. Consumos energéticos de la industria de la construcción 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TCA
Diésel	PJ	6.13	6.46	6.67	9.18	9.98	10.47	10.36	10.32	9.90	0.15	10.95	10.05	11.96	5.97%

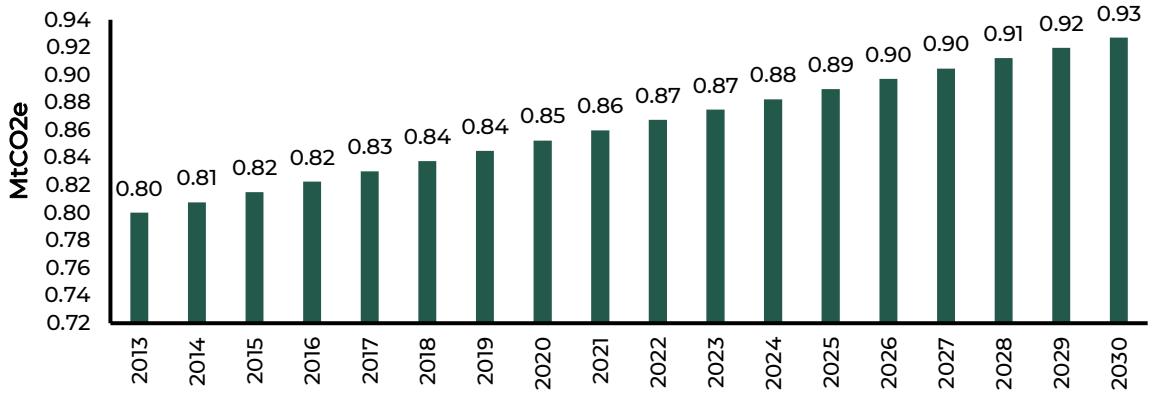
Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Tabla 40. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de la construcción (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Diésel	PJ	10.95	10.05	11.96	12.68	13.43	14.24	15.09	15.99	16.94

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Diésel	PJ	17.95	19.03	20.16	21.37	22.64	24.00	25.43	26.95	28.56

Figura 28. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2k: Construcción.



- **Fuente de emisión 1A2m: Industria no especificada**

Para la modelación de emisiones correspondiente a esta fuente, se integraron los resultados de la industria de fabricación de vidrio y productos de vidrio, producción de cal y la correspondiente a otras ramas de acuerdo con la clasificación del Sistema de Información Energética de SENER. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 41. Consumos energéticos de la industria de vidrio 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Coque de petróleo	PJ	1.13	1.13	0.65	0.45	0.13	0.01	0.01	0.01	0.03	0.01	0.01	-40.56%
Gas licuado	PJ	0.09	0.10	0.10	0.12	0.13	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	4.93%
Diésel	PJ	0.10	0.12	0.11	0.14	0.15	0.16	0.15	0.14	0.14	0.22	0.15	3.90%
Combustóleo	PJ	4.70	5.25	5.11	3.95	3.99	3.80	3.41	3.53	3.62	3.67	2.33	-6.78%
Gas natural	PJ	32.14	31.62	37.31	41.72	38.59	40.49	40.03	40.76	45.36	48.22	48.55	4.21%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Tabla 42. Consumos energéticos de otras ramas 2003 – 2013 (PJ).

Combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Bagazo de caña	PJ	3.27	3.76	1.99	4.62	7.44	3.89	4.23	6.34	1.60	8.40	4.26	2.66%
Carbón	PJ	18.76	63.16	71.46	105.0	80.75	109.8	50.30	90.02	160.7	81.83	94.21	17.51%
Coque de petróleo	PJ	2.91	1.88	3.40	2.62	3.02	3.05	1.37	1.36	2.19	5.15	5.98	7.46%
Gas licuado	PJ	32.59	33.40	32.77	33.48	35.94	34.16	34.20	33.63	27.31	30.16	30.58	-0.63%
Gasolinas y naftas	PJ	1.72	0.93	0.54	0.75	0.61	0.67	0.61	0.85	1.01	0.21	0.85	-6.76%
Querosenos	PJ	0.06	0.11	0.03	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-100.00%
Diésel	PJ	23.88	34.02	27.26	21.96	23.10	21.12	17.83	16.41	23.02	28.04	35.36	4.00%
Combustóleo	PJ	42.69	36.90	33.87	28.03	25.02	21.48	17.82	14.43	15.74	2.41	1.01	-31.22%
Gas natural	PJ	104.5	104.5	122.4	131.9	119.5	115.1	120.8	136.2	152.2	161.6	178.7	5.50%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Tabla 43. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de vidrio (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coque de petróleo	PJ	0.006	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas licuado	PJ	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17
Diésel	PJ	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23
Combustóleo	PJ	2.33	2.13	1.92	1.72	1.52	1.32	1.12	0.92	0.71
Gas natural	PJ	48.55	51.00	53.45	55.90	58.35	60.80	63.25	65.70	68.15

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Coque de petróleo	PJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas licuado	PJ	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19
Diésel	PJ	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31
Combustóleo	PJ	0.51	0.31	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas natural	PJ	70.60	73.05	75.5	77.95	80.40	82.85	85.30	87.75	90.2

Tabla 44. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en otras ramas (PJ).

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bagazo de caña	PJ	4.40	4.55	4.69	4.84	4.99	5.13	5.28	5.42	4.40
Carbón	PJ	97.27	100.33	103.40	106.46	109.52	112.59	115.65	118.71	97.27
Coque de petróleo	PJ	6.17	6.37	6.56	6.76	6.95	7.15	7.34	7.54	6.17
Gas licuado	PJ	30.23	29.89	29.54	29.19	28.84	28.49	28.14	27.79	30.23
Gasolinas y naftas	PJ	0.83	0.82	0.80	0.78	0.76	0.75	0.73	0.71	0.83
Querosenos	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diésel	PJ	36.16	36.96	37.76	38.56	39.36	40.16	40.96	41.76	36.16
Combustóleo	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas natural	PJ	186.05	193.39	200.73	208.07	215.41	222.75	230.09	237.43	186.05

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bagazo de caña	PJ	5.57	5.72	5.86	6.01	6.15	6.30	6.45	6.59	6.74
Carbón	PJ	121.78	124.84	127.90	130.96	134.03	137.09	140.15	143.22	146.28
Coque de petróleo	PJ	7.73	7.93	8.12	8.31	8.51	8.70	8.90	9.09	9.29
Gas licuado	PJ	27.44	27.09	26.74	26.39	26.04	25.69	25.34	24.99	24.64
Gasolinas y naftas	PJ	0.69	0.68	0.66	0.64	0.62	0.61	0.59	0.57	0.55
Querosenos	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diésel	PJ	42.56	43.36	44.15	44.95	45.75	46.55	47.35	48.15	48.95
Combustóleo	PJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas natural	PJ	244.77	252.11	259.45	266.79	274.12	281.46	288.80	296.14	303.48

Al aplicar los factores de emisión correspondientes (ver Tabla 12), se obtienen las emisiones proyectadas al 2030 por cada subfuente.

Figura 29. Línea base de la industria de fabricación de vidrio y productos de vidrio 2013 – 2030.

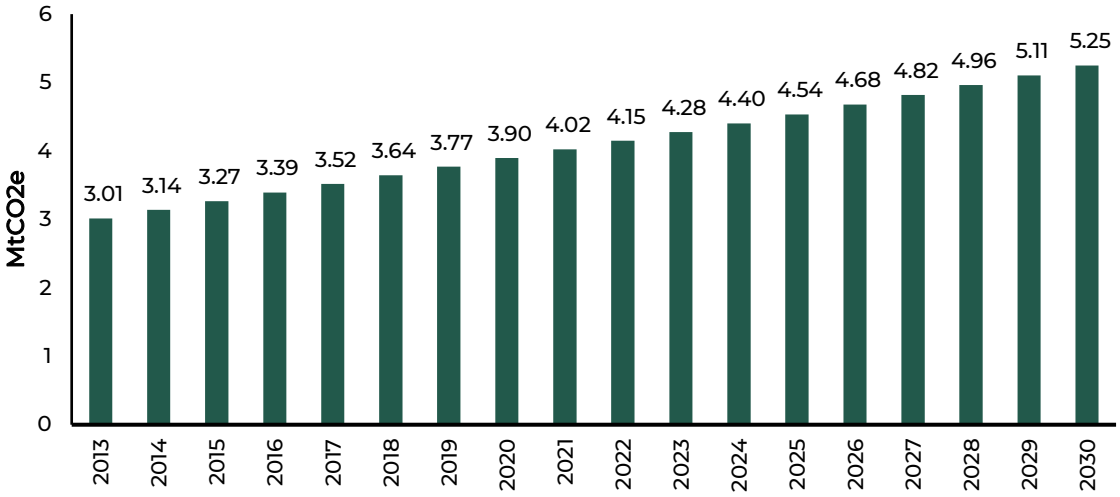
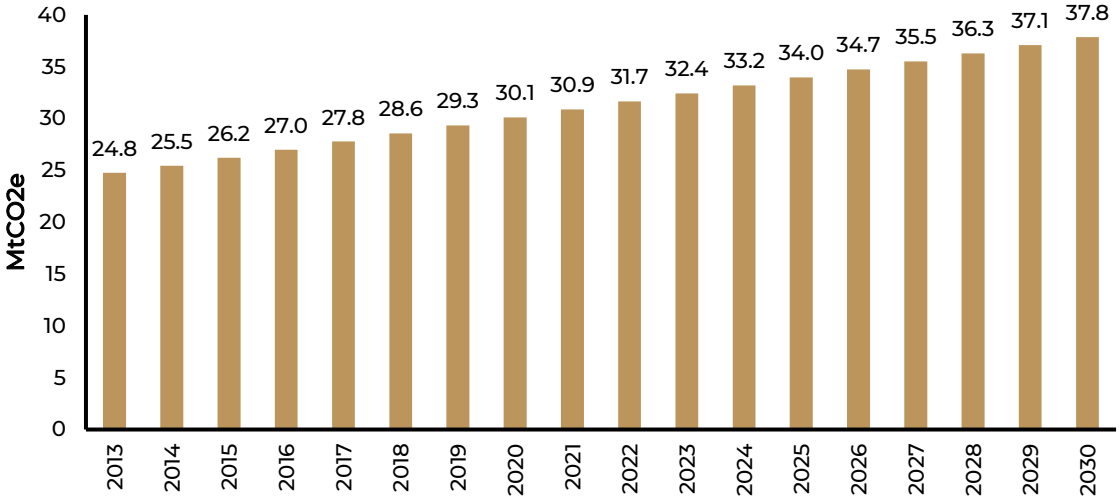


Figura 30. Línea base correspondiente a otras ramas 2013 – 2030.



Subcategoría de emisión 1A3: Transporte

En esta subcategoría, se han modelado las emisiones de línea base asociadas a la combustión de combustibles fósiles para cada una de las fuentes que se listan a continuación y cuyas particularidades se describen más adelante:

- **1A3a: Aviación civil**
- **1A3b: Autotransporte**
- **1A3c: Ferrocarriles**
- **1A3d: Navegación marítima y fluvial**

Es importante mencionar que para modelar las emisiones de esta sub-subcategoría, se dividieron las actividades en dos grupos, lo anterior, en función de las variables

impulsoras identificadas y las particularidades de la fuente 1A3b. El primero de ellos agrupa a las siguientes actividades:

- **1A3a: Aviación civil**
- **1A3c: Ferrocarriles**
- **1A3d: Navegación marítima y fluvial**

Donde el enfoque aplicado se basó en el análisis de la información disponible en el Sistema de Información Energética (SIE), perteneciente a la Secretaría de Energía, con el fin de obtener los datos sobre sus consumos energéticos para el periodo histórico 2003 – 2013, a partir de los cuales, se estimaron las correspondientes tasas de crecimiento para poder estimar los consumos a 2030 y finalmente, asociarlas con sus debidos factores de emisión para obtener las trayectorias de emisiones de línea base correspondientes.

Por su parte, en el segundo grupo se analizó al autotransporte, donde la variable impulsora sobre la cual descansa el enfoque de la modelación, parte del tamaño del parque vehicular como principal variable que influye en la trayectoria de emisiones a futuro.

Para el cálculo de emisiones de esta subcategoría se emplearon los siguientes factores de emisión por tipo de combustible:

Tabla 45. Factores de emisión empleados en la subcategoría 1A3 Transporte.

Combustible	Factor de Emisión		
	CO_2	CH_4	N_2O
Unidades	**ton/PJ**	**ton/PJ**	**ton/PJ**
Gas LP	65,083	1.00	0.10
Gasolinas y naftas	72,476.67	5.00	0.20
Querosenos	72,614.02	5.00	0.20
Gas Natural	57,756	5.00	0.20
Combustóleo	79,450	3.00	0.60
Diésel	72,851	5.00	0.20

- **Fuentes de emisión 1A3a, 1A3c y 1A3d: Aviación civil; Ferrocarriles y Navegación marítima y fluvial**

Como se ha mencionado, a partir de la información disponible en el Sistema de Información Energética de SENER, se obtuvieron los siguientes consumos históricos de energía por tipo de combustible que se muestran a continuación:

Tabla 46. Consumos energéticos del transporte de aviación civil, ferrocarriles, navegación marítima y fluvial 2003 – 2013 (PJ).

Tipo de transporte /combustible	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Aéreo	77	77	74	84	74	67	72	86	80	68	68	66	69	73	-1.43%
Gasolinas y naftas (nacional)	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	-2.57%
Querosenos (nacional)	76	76	73	83	73	67	71	86	80	67	68	65	69	72	2.09%
Marítimo	51	42	32	32	32	33	32	33	41	28	30	36	33	29	-1.14%
Diésel	44	37	28	29	29	29	29	30	39	27	28	34	32	29	-0.004%
Combustóleo	7	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2	0	0	-31.48%
Ferroviario	23	21	22	22	24	24	25	26	26	23	26	29	26	27	1.92%
Diésel	23	21	22	22	24	23	25	26	26	23	26	29	26	26	1.923%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Con base en esta información y las tasas de crecimiento estimadas, se obtuvieron las siguientes trayectorias sobre consumos energéticos a 2030:

Tabla 47. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 del transporte de aviación civil, ferrocarriles, navegación marítima y fluvial (PJ).

Tipo de transporte/combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aéreo	PJ	73	74	76	77	79	80	82	84	86
Gasolinas y naftas (nacional)	PJ	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Querosenos (nacional)	PJ	72	74	75	77	78	80	82	83	85
Marítimo	PJ	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Diesel	PJ	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Combustóleo	PJ	0.081	0.056	0.038	0.026	0.018	0.012	0.008	0.006	0.004
Ferroviario	PJ	27	27	28	28	29	29	30	30	31
Diésel	PJ	26	27	27	28	29	29	30	30	31

Tipo de transporte/combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aéreo	PJ	87	89	91	93	95	97	99	101	103
Gasolinas y naftas (nacional)	PJ	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Querosenos (nacional)	PJ	87	89	91	93	94	96	98	101	103
Marítimo	PJ	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Diésel	PJ	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Combustóleo	PJ	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
Ferroviario	PJ	32	32	33	33	34	35	35	36	37
Diesel	PJ	31	32	33	33	34	35	35	36	37

Tras asociar la trayectoria de consumos de la tabla anterior con los factores de emisión correspondientes de la Tabla 45, se obtuvieron las siguientes emisiones de línea base:

Figura 31. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3a: Aviación civil"

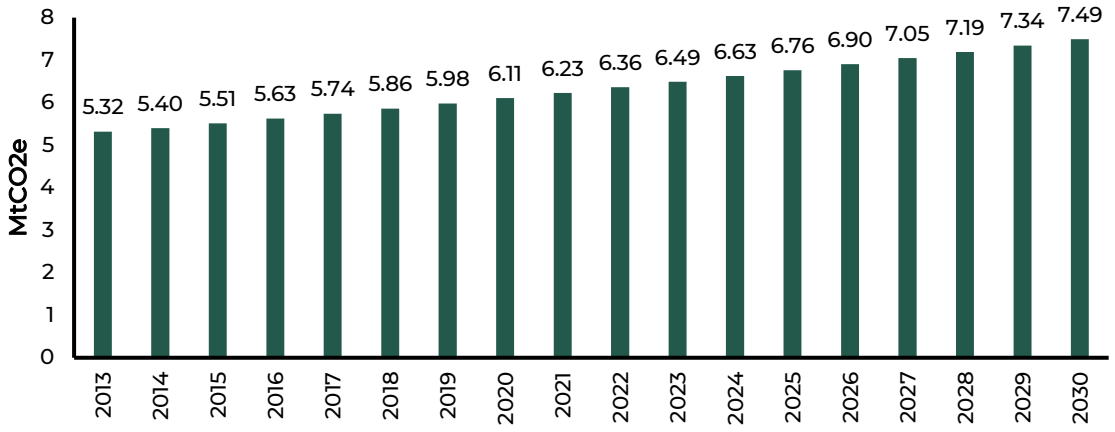


Figura 32.Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3c: Ferrocarriles".

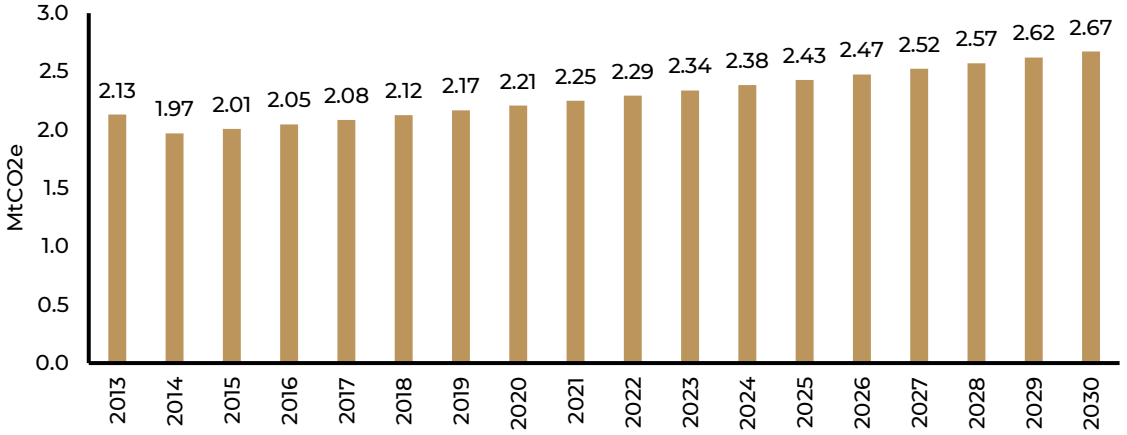
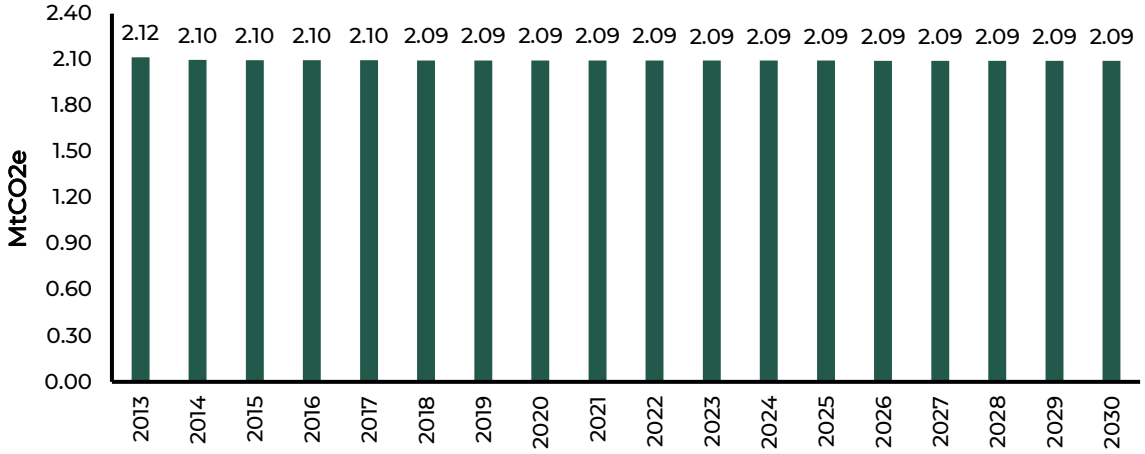


Figura 33. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3d: Navegación marítima y fluvial".



- **Fuentes de emisión 1A3b: Autotransporte**

Como ya se mencionó, en el segundo grupo se modelaron las emisiones del sector autotransporte partiendo de la tendencia del consumo energético del periodo 2000 a 2013, tomando en cuenta la tasa de crecimiento media anual por tipo de combustible como se muestra a continuación:

Tabla 48. Consumo energético del autotransporte 2000 – 2013 (PJ).

Combustible	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Gas licuado	45	48	54	56	56	49	39	46	44	42	41	45	50	54	1.4%
Gasolinas y naftas	997	1015	1050	1116	1185	1248	1335	1414	1477	1473	1491	1501	1506	1471	3.0%
Diésel	375	368	372	396	436	441	470	518	579	519	536	560	558	549	3.0%
Gas seco	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Promedio constante

A partir de estos datos, se construyó el escenario de proyección por tipo de combustible a fin de estimar los consumos energéticos que se muestra a continuación:

Tabla 49. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 del autotransporte (PJ).

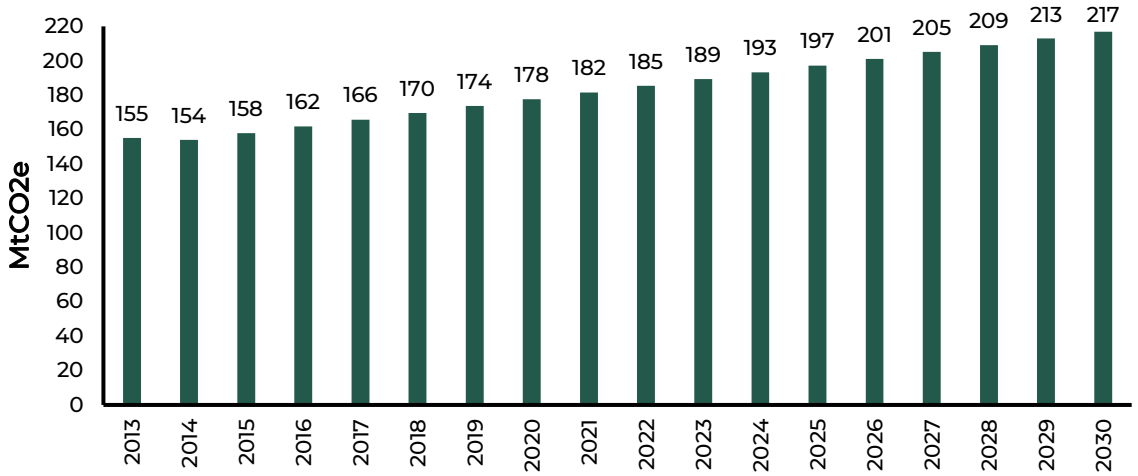
Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas licuado	PJ	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Gasolinas y naftas	PJ	1,509	1,547	1,585	1,624	1,662	1,700	1,738	1,776	1,509
Diesel	PJ	564	580	596	612	628	644	660	675	564
Gas seco	PJ	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas licuado	PJ	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Gasolinas y naftas	PJ	1,814	1,852	1,890	1,928	1,966	2,005	2,043	2,081	2,119
Diesel	PJ	691	707	723	739	755	771	786	802	818

Gas seco	PJ	1	1	1	1	1	1	1	1	1

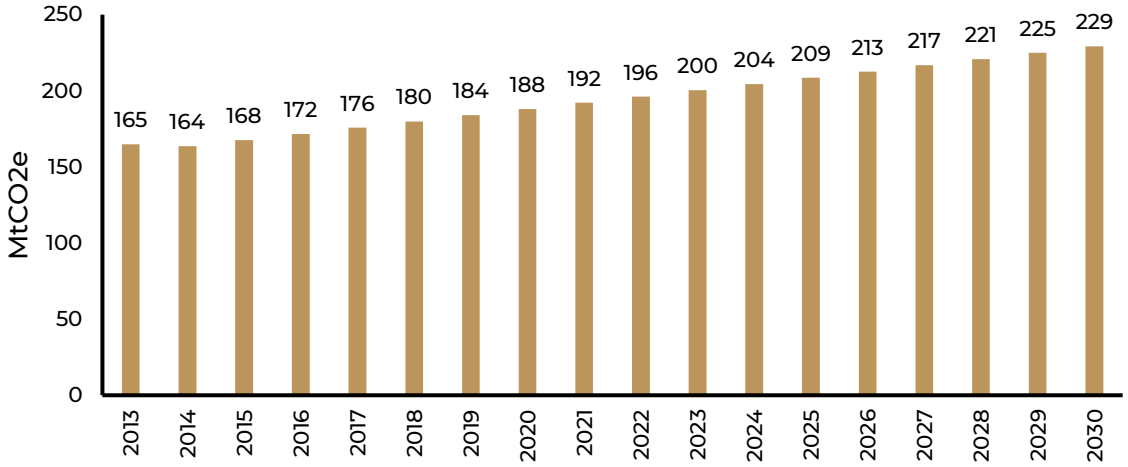
De esta forma, empleando los factores de emisión de la Tabla 45, se construyó la trayectoria de emisiones de línea base estimada para esta categoría:

Figura 34. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3b: Autotransporte".



Finalmente, el resultado de integrar las trayectorias de emisiones de línea base para las categorías de transporte de aviación civil, ferrocarriles, navegación marítima, fluvial y autotransporte, es el siguiente:

Figura 35. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "1A3: Transporte".



Subcategoría de emisión 1A4: Otros sectores

En esta sub-subcategoría, se han modelado las emisiones de línea base asociadas a la combustión de combustibles fósiles para cada una de las fuentes que se listan a continuación y cuyas particularidades se describen más adelante:

- **1A4a: Comercial/institucional**
- **1A4b: Residencial**
- **1A4c: Agropecuario/silvicultura/pesca/piscifactorías**

Es importante mencionar que para modelar las emisiones de esta sub-subcategoría, se dividieron las actividades en dos grupos, lo anterior, en función de las variables impulsoras identificadas. El primero de ellos agrupa a las siguientes actividades:

- **1A4a: Comercial/institucional**
- **1A4b: Residencial**

Mientras en el segundo grupo, se integra la modelación de emisiones de línea base correspondiente a la fuente de emisión denominada: 1A4c: Agropecuario, silvicultura, pesca y piscifactorías.

- **Fuente de emisión 1A4a y 1A4b: Comercial/institucional y Residencial**

El enfoque para modelar las emisiones de línea base asociadas a estas fuentes de emisión, tiene su fundamento en el análisis de las prospectivas de gas natural y gas LP 2014 - 2028 publicadas por SENER, a partir de las cuales, se realiza una adecuación a dichas proyecciones para estimar los escenarios sobre consumos energéticos bajo el escenario denominado “en ausencia de políticas”, es decir, asumiendo el comportamiento de las prospectivas modeladas por SENER, restando los ahorros o mejoras orientadas a reducir consumos, para conocer cuál sería la trayectoria de consumos y emisiones bajo un entorno BAU.’

De esta forma, los datos analizados fueron los siguientes:

Con base en la Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2018 - 2032, la demanda de combustibles del sector residencial tendrá una disminución del 9.2% en el periodo 2017 – 2032 al pasar de 162.6 mbd gas LP a 144-9 mbd. Dicha reducción se encuentra asociada, entre otros factores, al desplazamiento de gas LP por hornos de microondas (SENER, 2018c).

para definir un escenario de línea base, es decir, en ausencia de medidas y acciones para mitigar emisiones, se asume que el total de mbd de Gas LP ahorrado por mejoras técnicas y cambio en los patrones de consumo, 2013 - 2030, serán consumidos de manera ordinaria por el sector residencial.

Como resultado de este análisis, la trayectoria de consumos energéticos esperados para el sector residencial y comercial en el periodo 2013 – 2030 es el siguiente:

Tabla 50. Trayectoria de consumos energéticos para el sector residencial y comercial 2013 – 2030.

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas L.P. residencial	mbd	182	188	186	183	182	181	180	180	180
Querosinas residencial	PJ	1.35	1.37	1.39	1.41	1.43	1.45	1.47	1.48	1.50
Gas Natural residencial	mmpcd	90	92	96	100	103	107	111	114	116
Leña residencial	mmpcdgne	525	520	514	507	501	494	486	477	477
Gas L.P. comercial	mbd	45	43	42	42	42	42	42	43	44
Diésel comercial	PJ	4.40	4.52	4.65	4.78	4.90	5.03	5.16	5.28	5.41
Gas Natural comercial	mmpcd	29	31	31	32	34	35	36	38	40
Leña comercial	mmpcdgne	84	83	82	81	80	79	78	76	76

Combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas L.P. residencial	mbd	180	180	181	181	181	182	182	182	183
Querosinas residencial	PJ	1.52	1.54	1.56	1.58	1.60	1.62	1.64	1.66	1.67
Gas Natural residencial	mmpcd	119	121	123	126	127	128	130	133	136
Leña residencial	mmpcdgne	476	474	471	471	469	467	463	459	456
Gas L.P. comercial	mbd	44	45	46	47	48	49	51	51	52
Diésel comercial	PJ	5.53	5.66	5.79	5.91	6.04	6.17	6.29	6.42	6.55
Gas Natural comercial	mmpcd	41	43	45	46	48	50	51	53	55
Leña comercial	mmpcdgne	76	76	75	75	75	75	74	74	73

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2018c)

Con base en los datos anteriores, y en virtud de la heterogeneidad de unidades, se optó por derivar indicadores de emisiones con ayuda de los registros de emisiones correspondientes al año base 2013, a través de los cuales, se han estimado los siguientes valores:

Tabla 51. Indicadores de emisiones por tipo de gas en el sector residencial y comercial.

Factores de emisión	Unidades	$MtCO_2$	MtCH4 (CO_2e)	MtN2O (CO_2e)	$MtCO_2e$
Gas L.P. residencial	mbd	9.80E-02	2.11E-04	3.99E-05	9.82E-02
Querosinas/Residencial	PJ	7.19E-02	2.80E-04	1.59E-04	7.23E-02
Gas Natural/Residencial	mmpcd	2.25E-02	5.46E-05	1.03E-05	2.26E-02
Leña/Residencial	mmpcdgne	0.00E+00	3.28E-03	4.13E-04	3.69E-03
Gas L.P/Comercial	mbd	9.80E-02	2.11E-04	3.99E-05	9.82E-02
Diésel/Comercial	PJ	7.29E-02	2.80E-04	1.59E-04	7.33E-02
Gas Natural/Comercial	mmpcd	2.25E-02	5.46E-05	1.03E-05	2.26E-02

Finalmente, el resultado de la trayectoria de emisiones de línea base para las fuentes de emisión residencial y comercial correspondientes al periodo 2013 – 2030, se muestra a continuación:

Figura 36. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4a Comercial/institucional"

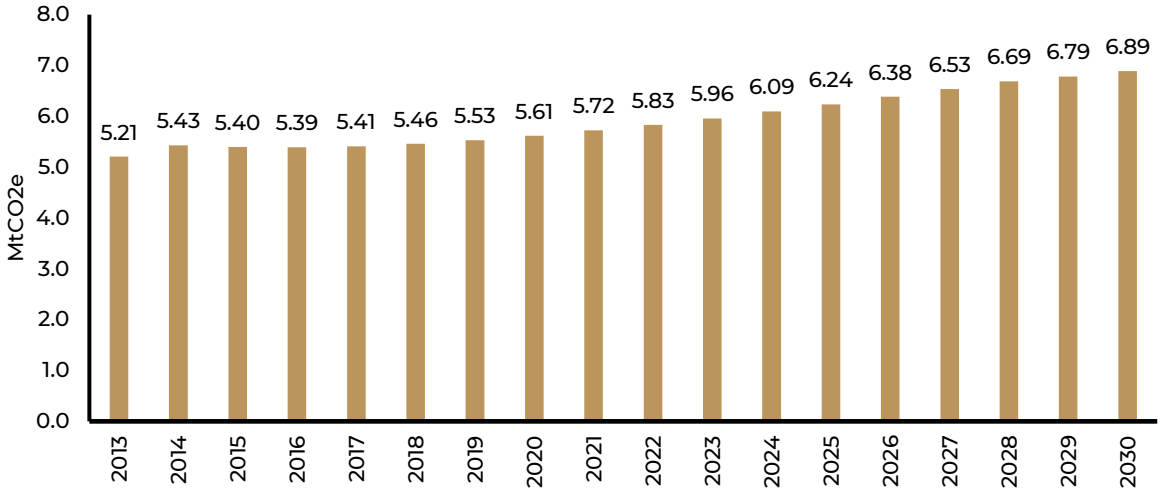
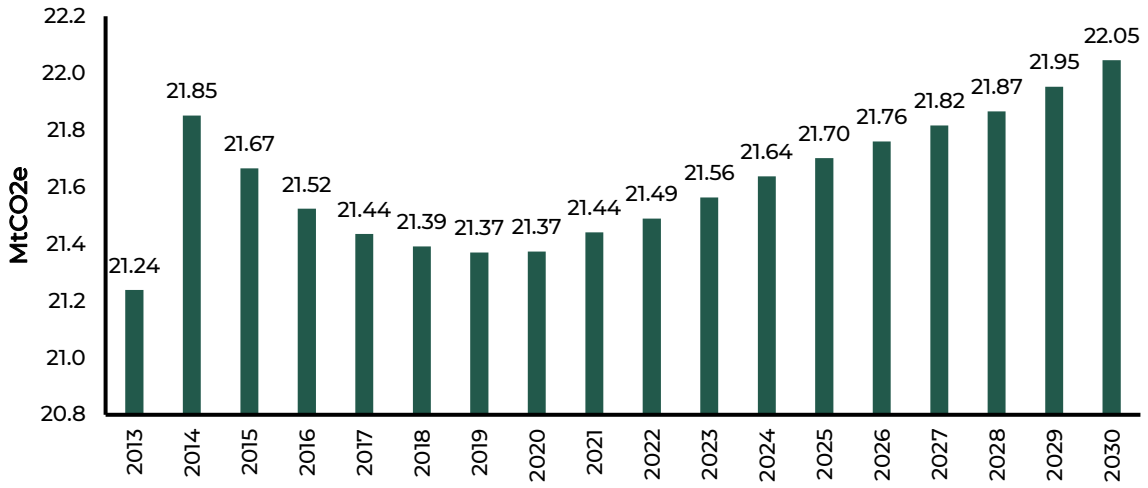


Figura 37. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4b: Residencial".



- **Fuente de emisión 1A4c: Agropecuario/silvicultura/pesca/piscifactorías**

El enfoque aplicado se basó en el análisis de la información disponible en el Sistema de Información Energética (SIE), para obtener los datos sobre sus consumos energéticos para el periodo histórico 2003 – 2013, a partir de los cuales, se estimaron las correspondientes tasas de crecimiento para poder estimar los consumos a 2030 y finalmente, asociarlas con sus debidos factores de emisión (Tabla 12 y Tabla 45) para obtener las trayectorias de emisiones de línea base correspondientes. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 52. Consumos energéticos históricos y TCMA del transporte agropecuario, de silvicultura, pesca y piscifactorías 2003 – 2013 (PJ).

Tipo de transporte /combustible	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Agropecuario	**PJ**	**78**	**84**	**83**	**98**	**106**	**122**	**115**	**115**	**116**	**120**	**122**	**4.48%**
Gas licuado	PJ	7.98	7.74	8.46	5.72	4.97	7.15	6.89	6.89	7.24	6.25	6.03	-2.76%
Querosenos	PJ	0.04	0.05	0.04	0.05	0.04	0.04	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	-15.60%
Diésel	PJ	70	76	74	92	101	115	108	108	108	113	116	5.08%

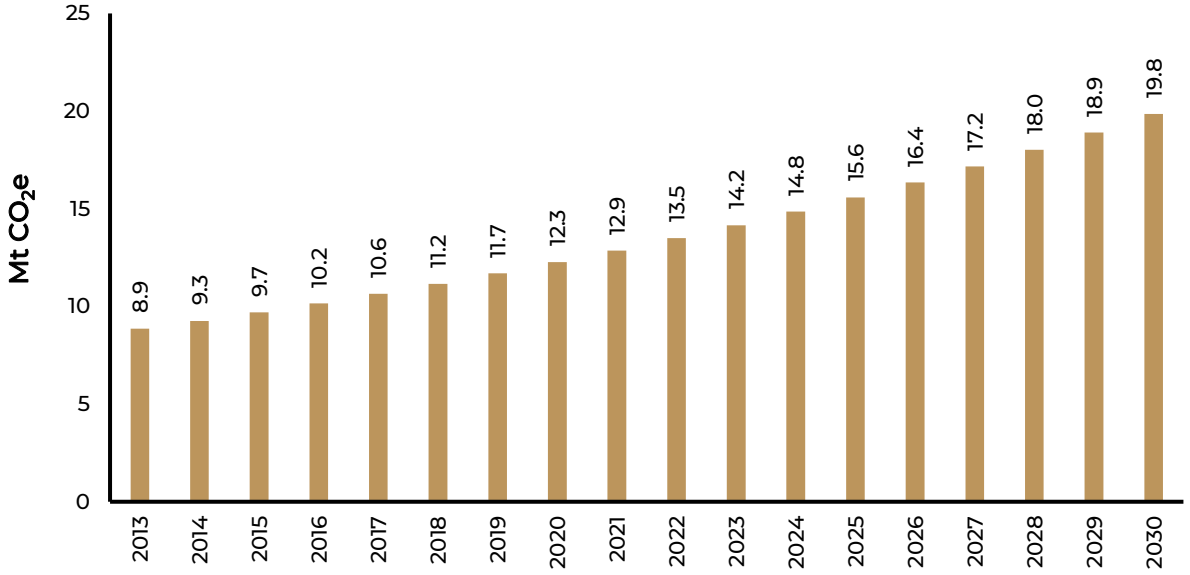
Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Tabla 53. Trayectoria de consumos energéticos por tipo de combustible del transporte agropecuario, de silvicultura, pesca y piscifactorías 2013 – 2030 (PJ).

Tipo de transporte/combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Agropecuario	**PJ**	**122**	**127**	**133**	**140**	**146**	**153**	**161**	**168**	**177**
Gas licuado	PJ	6.03	5.86	5.70	5.54	5.39	5.24	5.10	4.96	4.82
Querosenos	PJ	0.008	0.007	0.006	0.005	0.004	0.003	0.003	0.002	0.002
Diésel	PJ	116	121	128	134	141	148	156	163	172

Tipo de transporte/combustible	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Agropecuario	**PJ**	**185**	**194**	**204**	**214**	**224**	**235**	**247**	**259**	**272**
Gas licuado	PJ	4.69	4.56	4.43	4.31	4.19	4.07	3.96	3.85	3.75
Querosenos	PJ	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000
Diésel	PJ	181	190	199	209	220	231	243	255	268

Figura 38. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4c: Agropecuario, silvicultura, pesca y piscifactorías".



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Categoría de emisión 1B: Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles

Subcategoría de emisión 1B1: Combustibles sólidos

- **Fuente de emisión 1B1a: Minería carbonífera y manejo del carbón Subfuente de emisión 1B1ai: Minas subterráneas y 1B1aii: Minas superficie**

Con base en el anuario estadístico de la minería mexicana, se obtuvieron los datos de la producción histórica de carbón para el periodo 2003 – 2013 y se estimaron las tasas de crecimiento correspondientes a la producción de carbón que se muestran en la Tabla 54.

Tabla 54. Producción histórica y TCMA de carbón 2003 – 2013 (millones de toneladas).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Carbón térmico (steam)	Mton	7	6	7	7	7	10	9	11	14	14	13	7.18%
Carbón siderúrgico (metalúrgico)	Mton	7	6	5	4	5	5	14	16	21	16	16	8.99%
Total	**Mton**	**13**	**11**	**12**	**11**	**12**	**16**	**23**	**28**	**35**	**30**	**29**	**8.13%**
Minas a cielo abierto	Mton	3	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	7.18%
Minas subterráneas	Mton	11	9	9	8	9	12	19	23	29	24	24	8.35%

Fuente: Anuario Estadístico de la Minería Mexicana, Secretaría de Economía, 2015

Con base en la información anterior, se derivan las producciones por tipo de mina, asumiendo que el 40% de la producción de carbón térmico, se produce en minas a cielo abierto, mientras el resto de la producción de carbón (térmico y siderúrgico), se produce en minas subterráneas.

De esta forma, al aplicar las tasas de crecimiento media anual estimadas, el resultado para la trayectoria de producción al 2030 de carbón es la siguiente:

Tabla 55. Trayectoria de producción de carbón 2013 – 2030 (millones de toneladas).

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

Carbón térmico (steam)	Mton	13	14	15	16	17	17	18	19	20
Carbón siderúrgico (metalúrgico)	Mton	16	17	17	17	17	17	17	17	17
Total	**Mton**	**29**	**31**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**	**36**	**37**
Minas a cielo abierto	Mton	5	6	6	6	7	7	7	8	8
Minas subterráneas	Mton	24	25	25	26	27	27	28	28	29

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón térmico (steam)	Mton	21	22	23	24	24	25	26	27	28
Carbón siderúrgico (metalúrgico)	Mton	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Total	**Mton**	**37**	**38**	**39**	**40**	**41**	**42**	**43**	**44**	**44**
Minas a cielo abierto	Mton	8	9	9	9	10	10	10	11	11
Minas subterráneas	Mton	29	30	30	31	31	32	32	33	33

Fuente: Elaboración propia.

Con base en los datos anteriores, se aplicaron los siguientes factores de emisión:

Tabla 56. Factores para la estimación de emisiones asociadas a la producción de carbón en minas subterráneas y a cielo abierto.

Tipo de producción	Factor de Emisión	
	CH_4	Unidades
Minas subterráneas	18.00	m^3/tonelada
Factor de corrección en minas subterráneas	0.00067	ton/m^3
FE CH_4 post-explotación en minas subterráneas	2.50	m^3/tonelada
Minas a cielo abierto	1.20	m^3/tonelada
FE CH_4 post-explotación en minas a cielo abierto	0.10	m^3/tonelada

Fuente: Directrices IPCC, 2006.

Las emisiones estimadas para el periodo 2013 – 2030 son las siguientes:

Figura 39. Línea base de 1B1ai: Minas subterráneas 2013 – 2030.

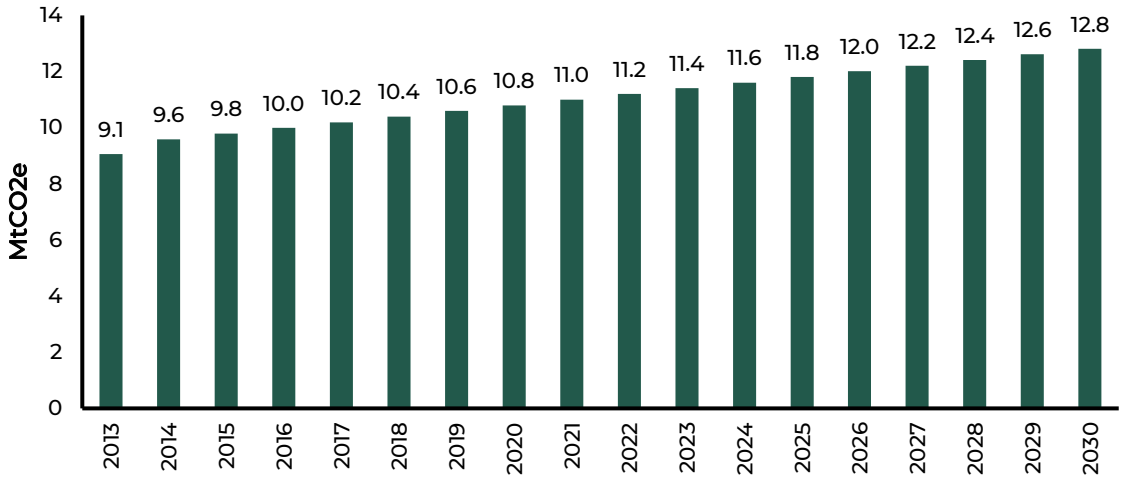
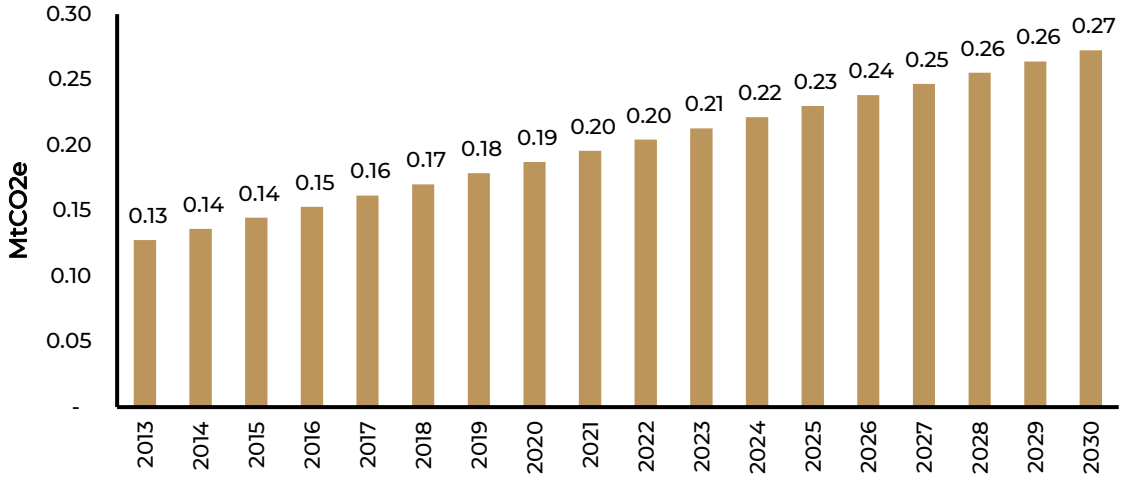


Figura 40. Línea base de 1B1aii: Minas superficie 2013 – 2030.



Subcategoría de emisión 1B2: Petróleo y gas natural

En esta subcategoría, se han modelado las emisiones de línea base asociadas a las siguientes fuentes de emisión:

- **1B2a: Petróleo**
- **1B2b: Gas natural**
- **1B2c: Quemado en petróleo y gas**

Cabe señalar, que como parte del enfoque para la modelación de emisiones en esta sub-subcategoría, se realizó la siguiente agrupación de emisiones:

Las fuentes de emisión 1B2a y 1B2b, integran las emisiones por venteo y las denominadas otras fugitivas, mientras que la fuente 1B2c, integra las emisiones por quema de metano (sin un fin energético), en las divisiones de petróleo y gas natural respectivamente. A partir de esta segmentación, que proviene del arreglo definido en el INEGYCEI, se ha realizado la modelación que a continuación se describe:

- **Fuente de emisión 1B2a: Petróleo (venteo y otras fugitivas)**

Para la estimación de emisiones de línea base en esta fuente, se identificaron las siguientes variables como impulsoras que influyen en la trayectoria de emisiones que se puede esperar en el año 2030:

- Pozos de petróleo crudo perforados: Tomando en consideración que la perforación de pozos de petróleo crudo, depende directamente de las actividades de exploración y de las posibilidades de extracción, en esta modelación se asumió de manera conservadora mantener fijo el número de pozos perforados registrados en 2015. Lo anterior, considerando que dicha actividad dependerá de los resultados futuros sobre las actividades de exploración y explotación derivadas de la reforma energética que aún se encuentra en una fase de instrumentación.

- Pozos de petróleo crudo terminados: De la misma forma que los pozos, perforados, la terminación de estos es una variable que depende del entorno descrito en el párrafo anterior, por lo que se determinó la cantidad de pozos terminados registrados en 2015 como dato de actividad para la modelación de emisiones a 2030.

- Producción de petróleo crudo: En relación con la producción de petróleo crudo, como ya se mencionó antes, los datos de entrada derivan de la proyección de producción de petróleo crudo estimada por SENER en sus prospectivas de petróleo crudo 2018 - 2032, datos a partir de los cuales, con base en los registros históricos asociados a la producción por tipo de crudo (ligero, súper ligero y pesado), se estimaron las proporciones porcentuales de cada uno con base en el promedio histórico de 1990 a 2015, para estimar cuales serán dichas producciones a 2030; obteniendo como resultado, que del 100% de petróleo crudo producido, el 42% corresponde a la fracción ligera y súper ligera, mientras que el 58% restante corresponde a la fracción pesada de crudo producido.

- Transporte de petróleo crudo (exportación de crudo): En lo que respecta a la exportación de crudo, se tomaron en consideración los registros históricos de 1990 a 2015 de esta actividad, y se asumió el supuesto conservador de utilizar

como cantidad de petróleo crudo exportado a 2030, el promedio histórico del periodo 1990 – 2015 que corresponde a 86,674 Mm^3 de crudo exportado.

- Procesamiento de petróleo crudo: En relación con los datos de crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación, los valores para la modelación de emisiones a 2030, provienen de la prospectiva de petróleo crudo 2017 – 2031 publicada por SENER como ya fue descrito en capítulos anteriores.

- Importación de gas natural licuado (terminales de gas natural): Como parte de los datos de actividad utilizados para la modelación de emisiones de CO_2 para esta actividad en específico, se tomaron en consideración el número de terminales de gas natural asociadas a la importación de gas natural, en cuyo caso, se observó que estas no se han modificado desde 2011, razón por la que se asume mantener dicha cifra de tres terminales para la proyección a 2030.

- Importación de gas natural licuado (millones de m^3): En lo que respecta a la modelación de emisiones de CH_4 asociadas a la importación de gas natural licuado en 2030, se tomaron en consideración los datos para el periodo 2013 – 2028 publicados en la Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2014 – 2028 publicadas por SENER, manteniendo constante el dato de 2028 para el resto del periodo de análisis, pues dicho valor como se observa en el periodo histórico, se mantiene constante desde 2020.

Los datos de actividad consolidados para la modelación de emisiones a 2030 por venteo y otras fugitivas en petróleo se muestran en la Tabla 57:

Tabla 57. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones en petróleo para venteo y otras fugitivas 2013 – 2030.

Subcategoría	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Petróleo / Perforación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Perforados	630	318	219	219	219	219	219	219	219
Petróleo / Terminación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Terminados	688	291	220	220	220	220	220	220	220
Petróleo / Producción de Petróleo	Mm^3	67,142	67,501	64,672	56,604	47,897	48,483	50,214	51,482	55,043

Crudo (Ligero + SL)										
Petróleo / Producción de Petróleo Crudo (Pesado)	Mm^3	79,211	73,435	66,867	78,078	66,069	66,876	69,265	71,014	75,926
Petróleo / Transporte de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	Mm^3	69,077	66,650	68,340	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674
Petróleo / Carga de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	Mm^3	69,077	66,650	68,340	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674
Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado)	Mm^3	71,322	67,375	61,740	55,358	48,569	61,451	65,676	65,948	67,730
Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado)	Mm^3	71,322	67,375	61,740	55,358	48,569	61,451	65,676	65,948	67,730
Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado)	Mm^3	71,322	67,375	61,740	55,358	48,569	61,451	65,676	65,948	67,730
Petróleo / Terminales de GNL (Importación de GNL) - Para emisiones de CO_2	# Terminales	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Petróleo / Terminales de GNL (Importación de GNL) - Para	MMm^3	7,867	8,851	6,592	441	530	619	708	794	794

emisiones de CH_4										

Subcategoría	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Petróleo / Perforación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Perforados	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Petróleo / Terminación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Terminados	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Petróleo / Producción de Petróleo Crudo (Ligero + SL)	Mm^3	59,238	62,652	65,310	66,408	67,603	68,944	70,846	73,943	77,211
Petróleo / Producción de Petróleo Crudo (Pesado)	Mm^3	81,712	86,421	90,088	91,602	93,250	95,100	97,724	101,997	106,504
Petróleo / Transporte de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	Mm^3	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674
Petróleo / Carga de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	Mm^3	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674	86,674
Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado)	Mm^3	67,689	70,730	71,270	72,221	86,409	86,751	87,007	87,245	87,477

Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado)	Mm^3	67,689	70,730	71,270	72,221	86,409	86,751	87,007	87,245	87,477
Petróleo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado)	Mm^3	67,689	70,730	71,270	72,221	86,409	86,751	87,007	87,245	87,477
Petróleo / Terminales de GNL (Importación de GNL) - Para emisiones de CO_2	# Terminales	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Petróleo / Terminales de GNL (Importación de GNL) - Para emisiones de CH_4	MMm^3	794	794	794	794	794	794	794	794	794

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER e IMP.

Los factores utilizados para la estimación de emisiones fueron los siguientes:

Tabla 58. Factores de emisión petróleo venteo y otras fugitivas.

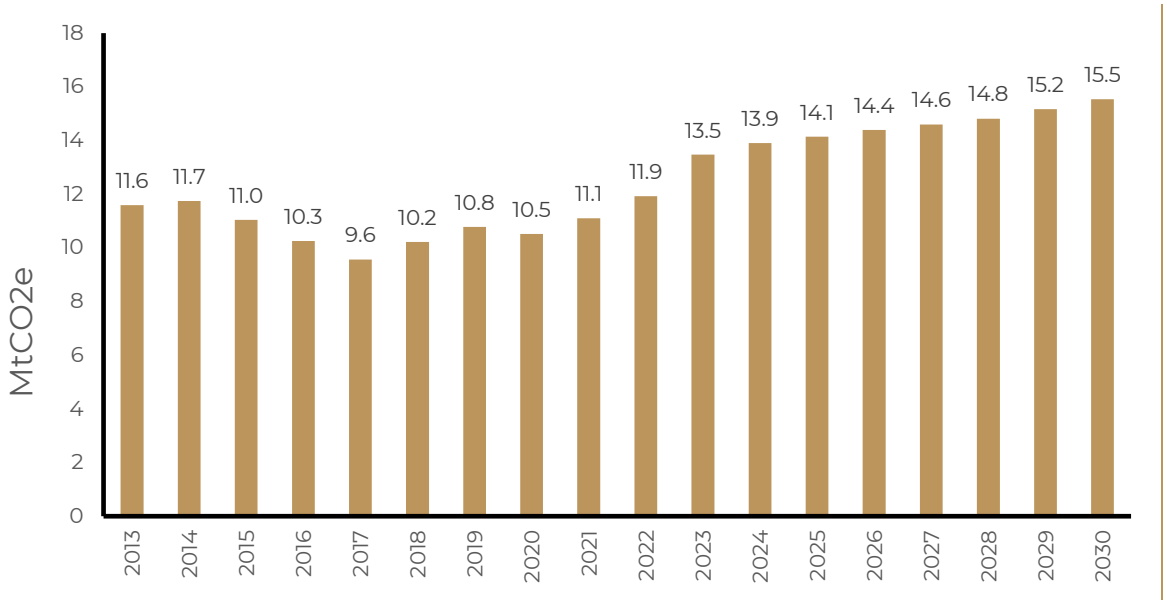
Dato de actividad	CO_2	Unidades	CH_4	Unidades
Petróleo - Venteo / Perforación Pozos Petróleo Crudo	$1.14E^{-07}$	Gg/Pozo Perf.	$5.50E^{-05}$	Gg/Pozo Crudo Terminado
Petróleo - Venteo / Terminación Pozos Petróleo Crudo	$7.59E^{-07}$	Gg/Pozo Term.	$1.41E^{-05}$	Gg/Pozo Crudo Terminado
Petróleo - Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Ligero + SL)	$9.50E^{-05}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	$3.80E^{-04}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido
Petróleo - Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Pesado)	$5.30E^{-03}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	$2.30E^{-03}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido

Petróleo - Venteo / Transporte de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	$9.71E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$	$1.29E^{-05}$	$Gg/10^3m^3$
Petróleo - Venteo / Carga de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	$1.04E^{-06}$	$Gg/10^3m^3$	$1.38E^{-05}$	$Gg/10^3m^3$
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado)	$5.26E^{-02}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado	$2.05E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado)	$2.40E^{-02}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado	$2.05E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado)	$5.61E^{-04}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado	$2.05E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado
Petróleo - Venteo / Terminales de GNL (Importación de GNL)	$2.86E^{-03}$	Gg/Terminal	$3.75E^{-05}$	$Gg/10^6m^3$ gas importado
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Ligero + SL) / TIERRA PARA CH_4	$1.10E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido	$1.50E^{-06}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Pesado) / C. AFUERA PARA CH_4	$5.40E^{-04}$	Gg/103m3 crudo producido	$5.90E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ crudo producido
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Transporte de Petróleo Crudo (Dist. Crudo - Export. FPSO)	$4.90E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ transportado	$5.40E^{-06}$	$Gg/10^3m^3$ transportado
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Terminales de importación de GNL (Import. GNL)	$3.50E^{-02}$	Gg/Terminal	$1.02E^{+00}$	Gg/Terminal
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado)	$1.11E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ procesado	$1.52E^{-05}$	$Gg/10^3m^3$ procesado

Fuente: Sistema de cálculo de emisiones fugitivas de GEI en la industria petrolera en México (SICEFIP), IMP 2012.

Finalmente, las emisiones calculadas para el 2030 para el venteo y otras fugitivas de Petróleo, se presentan a continuación:

Figura 41. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2a: Petróleo (venteo y otras fugitivas)".



- **Fuente de emisión 1B2b: Gas natural (venteo y otras fugitivas)**

Las variables impulsoras para la modelación de emisiones por venteo y otras fugitivas en gas, fueron las siguientes:

- Pozos de gas perforados, terminados, intervenidos y pozos de baja presión: Considerando que la perforación de pozos de gas, depende directamente de las actividades de exploración y de las posibilidades de extracción, en esta modelación se asumió de manera conservadora mantener fijo el número de pozos perforados, terminados, intervenidos y de baja presión registrados en 2015. Lo anterior, considerando que dicha actividad dependerá de los resultados futuros sobre las actividades de exploración y explotación derivadas de la reforma energética que aún se encuentra en una fase de instrumentación.

- Gas húmedo procesado: Al igual que con los datos sobre pozos de gas, el procesamiento de gas húmedo tiene una estrecha relación con los volúmenes de extracción, por lo que al igual que con las variables anteriores, se asume mantener constante el registro de gas húmedo procesado en 2015 para la modelación de emisiones a 2030. Asimismo, por sugerencia de PEMEX, se diferenciaron los volúmenes dentro del procesamiento de gas para el gas amargo y el dulce para aplicar el factor de emisión correspondiente.

- Gas natural transportado: El gas natural transportado, se mantiene constante a partir de los datos de 2015 para modelar las emisiones a 2030.

- Gas no asociado producido: De igual manera, en función de los horizontes de explotación y producción se ha decidido mantener constantes estos valores con base a los registros de 2015 para el horizonte de emisiones modeladas a 2030.

- Longitud de red de ductos de distribución: Finalmente, la longitud de ductos se mantiene constante para el horizonte de emisiones a 2030.

Los datos de actividad consolidados para la modelación de emisiones a 2030 por venteo y otras fugitivas en gas se muestran a continuación:

Tabla 59. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones en gas para venteo y otras fugitivas 2013 – 2030.

Subcategoría	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas natural - Venteo / Perforación de Pozos de Gas	# Pozos Perforados	75	220	59	59	59	59	59	59	59
Gas natural - Venteo / Terminación de Pozos de Gas	# Pozos Terminados	82	201	59	59	59	59	59	59	59
Gas natural - Venteo / Mantenimiento de Pozos de Gas (Pozos Intervenidos	# Pozos Intervenidos	3,215	3,479	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452
Gas natural - Venteo / Limpieza de Pozos de Gas (Pozos de Baja Presión)	# Pozos Baja Presión	1,608	1,740	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm3	45,519	44,890	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo amargo	MMm3	34,421	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo dulce	MMm3	11,097	11,623	12,149	12,675	13,201	13,727	14,253	14,779	15,305
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen	MMm3	89,796	92,100	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497

de GN Transportado)										
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm3	45,519	44,890	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Producción de Gas Natural (Vol. De Gas No Asociado Producido)	MMm3	18,220	17,696	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Distribución de Gas Natural (Longitud de Red de Ductos de Dist.)	Km	49,178	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298
Subcategoría	**Unidades**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Gas natural - Venteo / Perforación de Pozos de Gas	# Pozos Perforados	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Gas natural - Venteo / Terminación de Pozos de Gas	# Pozos Terminados	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Gas natural - Venteo / Mantenimiento de Pozos de Gas (Pozos Intervenidos)	# Pozos Intervenidos	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452	3,452
Gas natural - Venteo / Limpieza de Pozos de Gas	# Pozos Baja Presión	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726	1,726

(Pozos de Baja Presión)										
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm3	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo amargo	MMm3	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194	34,194
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo dulce	MMm3	15,831	16,357	16,883	17,409	17,935	18,461	18,987	19,513	20,039
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado)	MMm3	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497	94,497
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm3	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Producción de Gas Natural (Vol. De Gas No Asociado Producido)	MMm3	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283	16,283
Gas natural - Todas las demás fugitivas /	Km	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298	51,298

Distribución de Gas Natural (Longitud de Red de Ductos de Dist.)										

Los factores utilizados para la estimación de emisiones fueron los siguientes:

Tabla 60. Factores de emisión gas venteo y otras fugitivas.

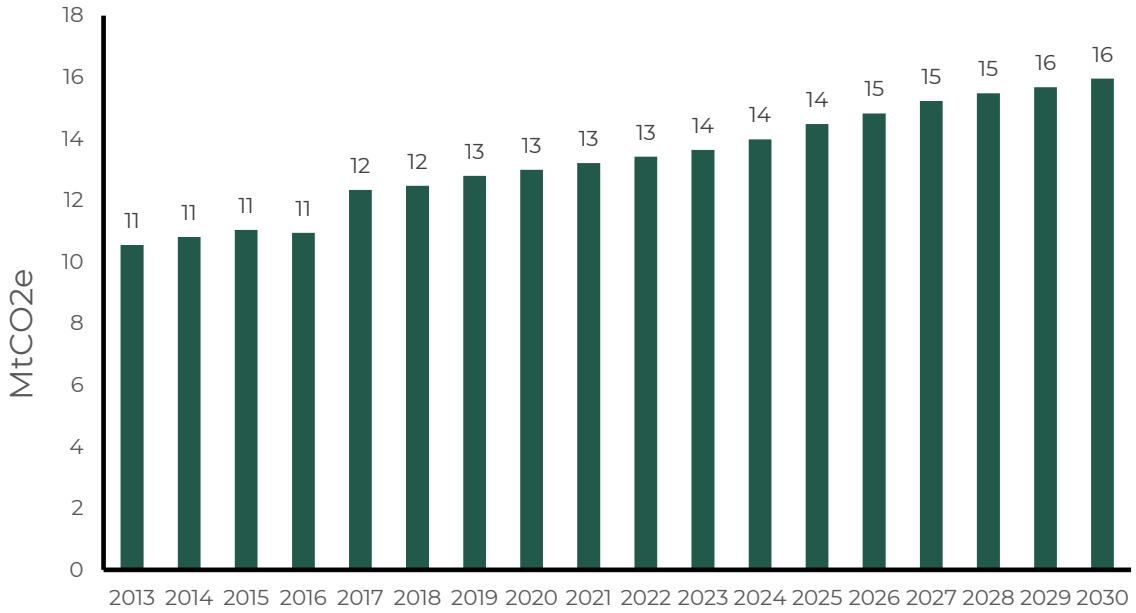
Dato de actividad	CO_2	Unidades	CH_4	Unidades	N_2O	Unidades
Gas natural - Venteo / Perforación de Pozos de Gas	$4.08E^{-07}$	Gg/Pozo perforado	$5.50E^{-05}$	Gg/Pozo de gas perforado	NA	NA
Gas natural - Venteo / Terminación de Pozos de Gas	$1.23E^{-05}$	Gg/Pozo terminado	$1.65E^{-03}$	Gg/Pozo terminado	NA	NA
Gas natural - Venteo / Mantenimiento de Pozos de Gas	$4.10E^{-08}$	Gg/Pozo de gas mantenido	$5.52E^{-05}$	Gg/Pozo de gas mantenido	NA	NA
Gas natural - Venteo / Limpieza de Pozos de Gas	$3.60E^{-04}$	Gg/Pozo purgado	$4.85E^{-02}$	Gg/Pozo purgado	NA	NA
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	$3.70E^{-02}$	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	$1.15E^{-06}$	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	NA	NA
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado)	$3.10E^{-06}$	Gg/m^3 gas trasportado	$3.20E^{-04}$	Gg/m^3 gas transportado	NA	NA
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	$1.86E^{-03}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	$7.06E^{-05}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	$3.20E^{-08}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo amargo	6.30E-02	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	1.00	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	6.30E-02	$Gg/10^6m^3$ gas procesado
Gas natural - Venteo / Proceso de gas húmedo dulce	1.80E-03	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	2.00	$Gg/10^6m^3$ gas procesado	1.80E-03	$Gg/10^6m^3$ gas procesado
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas	$4.86E^{-04}$	Gg/Pozo de gas perforado	$2.43E^{-07}$	Gg/Pozo de gas perforado	$4.66E^{-10}$	Gg/Pozo de gas perforado
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Producción de Gas Natural (Vol. De Gas No Asociado Producido)	$8.20E^{-05}$	$Gg/10^6m^3$ gas no asoc. prod.	$2.30E^{-03}$	$Gg/106m^3$ gas no asoc. prod.	NA	NA

Gas natural - Todas las demás fugitivas / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	$1.29E^{-04}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	$1.69E^{-03}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	NA	NA
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado)	$8.80E^{-07}$	$Gg/10^6$ m^3 transportado	$4.80E^{-04}$	$Gg/10^6$ m^3 transportado	NA	NA
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Distribución de Gas Natural (Longitud de Red de Ductos de Dist.)	$2.68E^{-05}$	Gg/km de ducto	$9.62E^{-04}$	Gg/km de ducto	NA	NA

Fuente:INECC & IMP, 2012.

Finalmente, las emisiones calculadas para el 2030 para el venteo y otras fugitivas de Gas Natural, se presentan a continuación:

Figura 42. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2b: Gas Natural (venteo y otras fugitivas)".



- **Fuente de emisión 1B2c: Quemado en petróleo y gas**

Las variables impulsoras para la modelación de emisiones por venteo y otras fugitivas en gas, fueron las siguientes:

- Pozos de petróleo crudo perforados: Como ya se mencionó anteriormente, la perforación de pozos de petróleo se mantiene constante para la modelación de emisiones a 2030.

- Gas enviado a la atmósfera: Asociado a las expectativas de producción, la cantidad de gas enviado a la atmósfera se mantiene constante para el periodo de análisis.

- Petróleo crudo procesado: La cantidad de petróleo crudo procesado, proviene como ya se indicó, de las proyecciones publicadas en las prospectivas de petróleo crudo de SENER.

- Producción e importación de Gas LP: Los datos asociados a la producción e importación de Gas LP, proviene de los datos publicados por SENER en sus prospectivas 2017 – 2031 de Gas LP.
- Gas húmedo procesado y pozos de gas perforados: Como se ha mencionado anteriormente, estos datos se mantienen constantes a 2030 para la modelación de emisiones.

Los datos de actividad consolidados para la modelación de emisiones a 2030 por quemado en petróleo y gas se muestran a continuación:

Tabla 61. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones por quemado en petróleo y gas 2013 – 2030.

Subcategoría	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Petróleo - Quemado / Perforación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Perforados	630	318	219	219	219	219	219	219	219
Petróleo - Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm.)	MMm^3	1,352	3,139	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127
Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado)	Mm^3	71,322	67,375	61,740	55,358	48,569	61,451	65,676	65,948	67,730
Petróleo - Quemado / Oxidadores	Mm^3	71,322	67,375	61,740	55,358	48,569	61,451	65,676	65,948	67,730

de Gas de Cola en Refinerías Q (Crudo Procesado)										
Petróleo - Quemado / Transporte de GLP por ducto (Gas LP producido + importado)	Mm^3	16,626	16,887	16,319	17,008	15,876	15,609	15,569	16,863	17,791
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm^3	45,519	44,890	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas	# Pozos Perforados	75	220	59	59	59	59	59	59	59

Subcategoría	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Petróleo - Quemado / Perforación Pozos Petróleo Crudo	# Pozos Perforados	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Petróleo - Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm.)	MMm^3	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127	6,127
Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado)	Mm^3	67,689	70,730	71,270	72,221	86,409	86,751	87,007	87,245	87,477
Petróleo - Quemado / Oxidadores de Gas de Cola en Refinerías Q	Mm^3	67,689	70,730	71,270	72,221	86,409	86,751	87,007	87,245	87,477

(Crudo Procesado)										
Petróleo - Quemado / Transporte de GLP por ducto (Gas LP producido + importado)	Mm^3	17,844	17,849	17,826	17,797	17,826	17,867	17,913	17,977	18,035
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	MMm^3	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100	42,100
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas	# Pozos Perforados	59	59	59	59	59	59	59	59	59

Los factores utilizados para la estimación de emisiones fueron los siguientes:

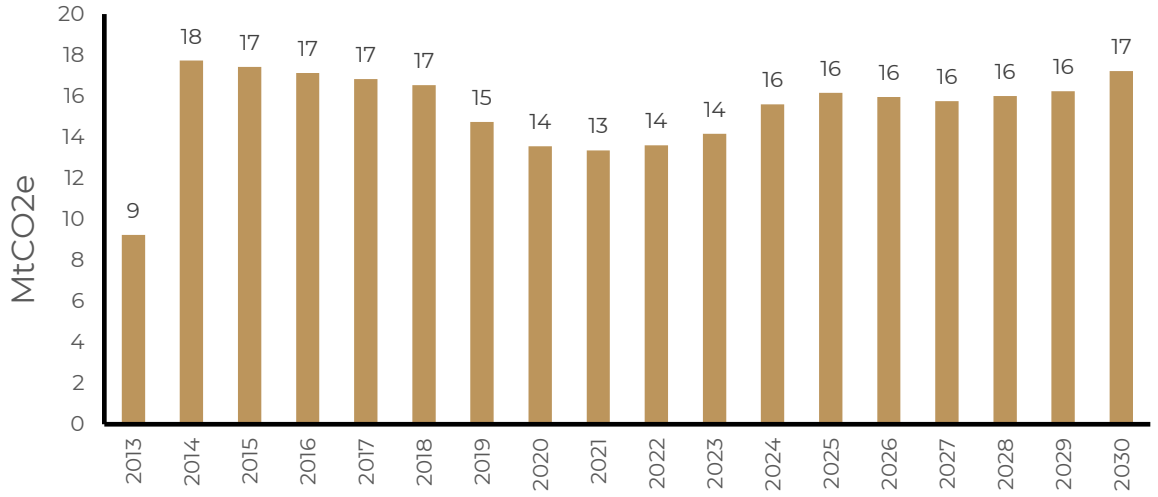
Tabla 62. Factores de emisión por quemado en petróleo y gas.

Dato de actividad	CO_2	Unidades	CH_4	Unidades	N_2O	Unidades
Petróleo - Quemado / Perforación Pozos Petróleo Crudo	$4.86E^{-04}$	Gg/Pozo Perforado	$2.43E^{-07}$	Gg/Pozo Perforado	$4.66E^{-10}$	Gg/Pozo Perforado
Petróleo - Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm.)	$1.86E^{+00}$	$Gg/10^6m^3$ gas enviado atm.	$6.29E^{-02}$	$Gg/10^6m^3$ gas enviado atm.	$2.30E^{-05}$	$Gg/10^6m^3$ gas enviado atm.
Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado)	$1.13E^{-02}$	$Gg/10^3m^3$ procesado	$2.61E^{-04}$	$Gg/10^3m^3$ procesado	$1.94E^{-07}$	$Gg/10^3m^3$ procesado
Petróleo - Quemado / Oxidadores de Gas de Cola en Refinerías Q (Crudo Procesado)	0.00	NA	0.00	NA	$8.75E^{-10}$	$Gg/10^3m^3$ crudo procesado
Petróleo - Quemado / Transporte de GLP por ducto (Gas LP producido + importado)	$2.72E^{-03}$	$Gg/103m^3$ gas transp.	$6.17E^{-08}$	$Gg/10^3m^3$ gas transp.	$2.20E^{-09}$	$Gg/10^3m^3$ gas transp.
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	$1.86E^{-03}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	$7.06E^{-05}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.	$3.20E^{-08}$	$Gg/10^6m^3$ Gas Hum. Proc.
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas	$4.86E^{-04}$	Gg/Pozo de gas perforado	$2.43E^{-07}$	Gg/Pozo de gas perforado	$4.66E^{-10}$	Gg/Pozo de gas perforado

Fuente: Sistema de cálculo de emisiones fugitivas de GEI en la industria petrolera en México (SICEFIP), IMP 2012.

Finalmente, las emisiones calculadas para el 2030 para el quemado en Petróleo y Gas Natural, se presentan a continuación:

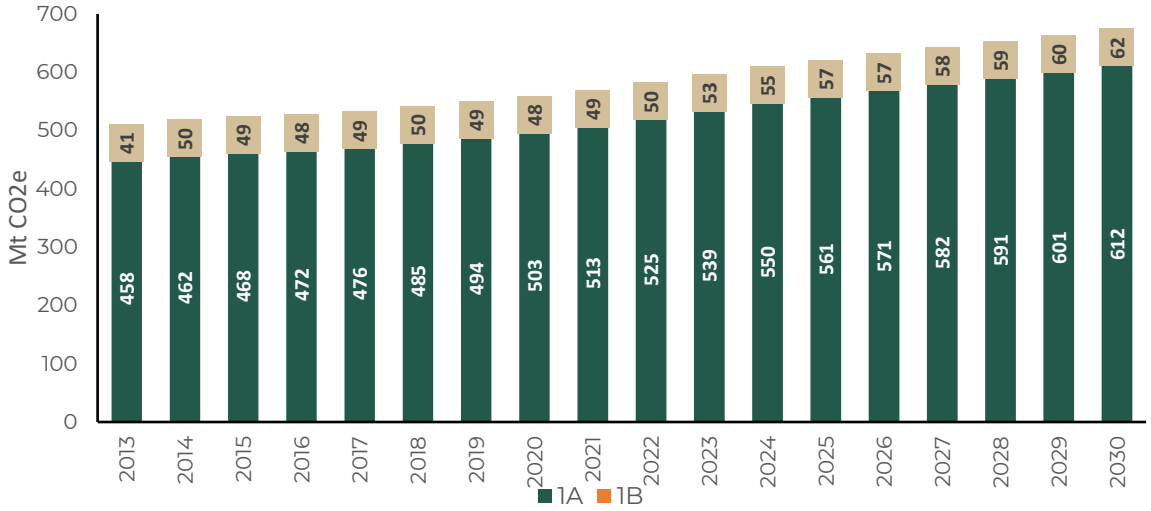
Figura 43. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2c: Quemado en petróleo y gas".



Para el Sector [1] Energía, a continuación, se resumen las emisiones calculadas para las cuatro subcategorías que la integran en la Figura 44 y en la Figura 45, el subtotal de las emisiones calculadas para las dos categorías que integran a este sector.

Figura 44. Líneas base 2013 – 2030 de las subcategorías que integran el "Sector 1: Energía": 1A1. Industrias de la energía, 1A2. Industria de la manufactura y de la construcción, 1A3. Transporte, 1A4. Otros sectores, 1B1. Combustibles sólidos (emisiones fugitivas), 1B2. Petróleo y gas (emisiones fugitivas).

Figura 45. Líneas base 2013 – 2030 de las categorías que integran el "Sector 1: Energía".



SECTOR 2: PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS

Categoría de emisión 2A: Industria de los minerales

Subcategoría de emisión 2A1: Producción de cemento

Para la modelación de emisiones a 2030 bajo un escenario de línea base BAU en la producción de cemento, se identificó a la producción de cemento, como la variable impulsora a partir de la cual, es posible estimar la producción de clinker para la estimación futura de emisiones.

Con base en lo anterior y tomando en consideración la descripción realizada en el desarrollo del SECTOR 1: ENERGÍA, específicamente en la fuente de emisión 1A2i: Minería (con excepción de combustibles), y cantería, a continuación; se muestran los datos históricos y la proyección a 2030 correspondiente a la producción de clinker:

Producción de clinker

A partir de los datos disponibles en el Banco de Información Económica de INEGI (INEGI, 2017), y el Anuario Estadístico de la Minería Mexicana (SE, 2015), la producción de cemento por tipo de producto, así como la exportación de clinker en el periodo 2003 – 2013 fue la siguiente:

Tabla 63. Producción de cemento por tipo de producto y exportación de clinker 2003- 2013 (Mton).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Cemento gris	Mton	31	32	35	37	39	38
Cemento blanco	Mton	1	1	1	1	1	1
Morteros	Mton	2	2	2	2	3	3
Total	**Mton**	**34**	**35**	**37**	**40**	**43**	**42**
Exportaciones de clinker	Mton	n.d.	0.176	0.676	0.45	0.374	0.638

Producto	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Cemento gris	Mton	37	36	36	37	35	1.57%
Cemento blanco	Mton	1	1	1	1	1	2.62%
Morteros	Mton	3	3	4	4	4	6.06%
Total	**Mton**	**41**	**39**	**41**	**42**	**39**	**1.95%**
Exportaciones de clinker	Mton	0.312	0.13	0.447	0.787	0.801	0.16%

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI y Secretaria de Economía.

Con los datos históricos se calcularon las tasas de crecimiento correspondientes a cada tipo de producto. Demostrándose un aumento en su producción, así como en las importaciones y las exportaciones. Como un segundo paso, se estimó la proyección de los datos de actividad (producción por tipo de cemento, importación y exportación de clinker), a 2030 con base en las tasas de crecimiento calculadas, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 64. Trayectoria de producción de cemento por tipo de producto, importación y exportación de clinker a 2030 (Mton).

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cemento gris	Mton	34.9	36.6	39.3	40.4	40.4	39.3	39.7	40.0	40.3
Cemento blanco	Mton	0.9	1.1	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0
Morteros	Mton	3.5	3.7	4.1	4.4	4.4	4.4	4.6	4.8	5.0
TOTAL	**Mton**	**39.4**	**41.5**	**44.4**	**45.7**	**45.6**	**44.7**	**45.2**	**45.7**	**46.3**
Exportaciones de clinker	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cemento gris	Mton	40.7	41.0	41.4	41.7	42.0	42.4	42.7	43.1	43.4
Cemento blanco	Mton	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Morteros	Mton	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.3	6.5	6.7
Total	**Mton**	**46.8**	**47.4**	**47.9**	**48.5**	**49.0**	**49.6**	**50.1**	**50.7**	**51.2**
Exportaciones de clinker	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Con base en los datos de producción proyectados, se deduce la producción de clinker en virtud de las siguientes proporciones, según el IPCC 2006:

Tabla 65. Proporciones de clinker por toneladas de cemento producida.

Tipo de producto	Fracción	Unidades
Cemento Portland (Gris)	85%	CLK/Cemento
Cemento blanco	85%	CLK/Cemento
Cemento albañilería (Mortero)	64%	CLK/Cemento

Fuente: Directrices IPCC 2006.

Como resultado, se obtienen las producciones de clinker por tipo de producto a 2030, mismas que se totalizan y se asocian con las proyecciones de importación y exportación; para obtener el clinker neto como se muestra a continuación:

Tabla 66. Trayectoria de producción, importación, exportación y estimación de clinker neto 2013 – 2030 (Mton).

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Clinker en cemento gris	Mton	30	30	30	31	31	31	31	32	32
Clinker en cemento blanco	Mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Clinker en mortero	Mton	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Total clinker prod.	Mton	32.74	33	34	34	34	35	35	36	36
Clinker importado	Mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clinker exportado	Mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Clinker Neto	**Mton**	**34**	**34**	**34**	**35**	**35**	**36**	**36**	**37**	**37**

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Clinker en cemento gris	Mton	32	33	33	33	33	34	34	34	35
Clinker en cemento blanco	Mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Clinker en mortero	Mton	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Total clinker prod.	Mton	37	37	37	38	38	39	39	40	40
Clinker importado	Mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clinker exportado	Mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Clinker Neto	**Mton**	**38**	**38**	**39**	**39**	**39**	**40**	**40**	**41**	**41**

Las emisiones correspondientes a la LB calculada a partir de estos datos son:

Emisiones	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
De proceso	Mton	18.0	18.8	19.7	20.3	20.3	19.9	20.2	20.4	20.7

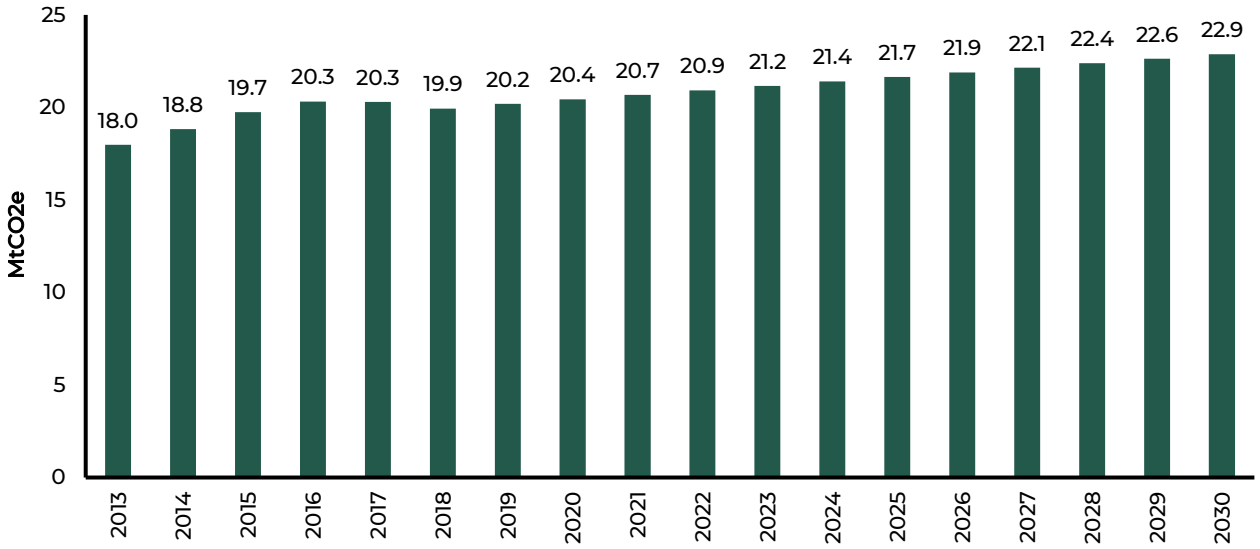
Emisiones	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
De proceso	Mton	20.9	21.2	21.4	21.7	21.9	22.1	22.4	22.6	22.9

Emisiones	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
De proceso	Mton	20.15	20.70	21.27	21.85	22.45	23.06	23.69	24.33	24.99

Emisiones	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
De proceso	Mton	25.67	26.37	27.08	27.82	28.57	29.34	30.14	30.95	31.79

Se obtuvieron los siguientes resultados de las emisiones por la producción de cemento:

Figura 46. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A1: Producción de cemento".



Subcategoría de emisión 2A2: Producción de cal

El enfoque aplicado para modelar las emisiones derivadas de la producción de cal, partió de analizar los datos de producción históricos, provenientes del Banco de Información Económica de INEGI, y con base en las tasas medias de crecimiento estimadas, modelar las emisiones a 2030 cuyos resultados se muestran a continuación:

Tabla 67. Producción de cal 2003 – 2013 (toneladas).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Cal viva	toneladas	606,335	580,987	525,140	636,520	806,987	911,355
Cal hidratada	toneladas	2,743,345	2,665,385	2,587,803	2,729,766	2,585,065	2,687,497
Cal siderúrgica y química	toneladas	436,956	419,573	482,505	409,436	416,026	348,810
Cal dolomítica	toneladas	267,915	279,710	299,133	346,293	330,746	314,868

Producto	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Cal viva	toneladas	802,313	1,017,145	1,391,379	1,501,433	1,577,504	10.03%
Cal hidratada	toneladas	2,512,057	2,470,734	2,415,230	2,282,885	718,771	-12.54%
Cal siderúrgica y química	toneladas	396,307	539,094	631,161	697,367	1,397,557	12.33%
Cal dolomítica	toneladas	312,369	324,906	289,314	465,945	638,315	9.07%

Fuente: Datos 2003 – 2013, Banco de Información Económica de INEGI.

Aplicando las TCMA, se obtuvo la producción de cal al 2030, como se identifica en la Tabla 70:

Tabla 68. Trayectoria a 2030 correspondiente a la producción de cal (toneladas).

Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cal viva	1,577,504	1,487,578	1,463,242	1,610,060	1,771,608	1,949,367	2,144,960	2,360,180	2,596,993
Cal hidratada	718,771	773,360	769,625	673,147	588,764	514,958	450,405	393,944	344,560
Cal siderúrgica y química	1,397,557	1,407,016	1,353,138	1,519,971	1,707,373	1,917,881	2,154,343	2,419,959	2,718,324
Cal dolomítica	638,315	557,061	614,662	670,410	731,213	797,531	869,864	948,758	1,034,807

Producto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cal viva	2,857,568	3,144,289	3,459,778	3,806,922	4,188,898	4,609,200	5,071,674	5,580,552	6,140,488
Cal hidratada	301,367	263,589	230,546	201,646	176,368	154,259	134,922	118,009	103,215
Cal siderúrgica y química	3,053,475	3,429,948	3,852,838	4,327,867	4,861,464	5,460,850	6,134,137	6,890,435	7,739,980
Cal dolomítica	1,128,660	1,231,025	1,342,674	1,464,449	1,597,269	1,742,136	1,900,141	2,072,476	2,260,442

Fuente: Elaboración propia.

Los factores de emisión utilizados para la estimación de emisiones a 2030 fueron:

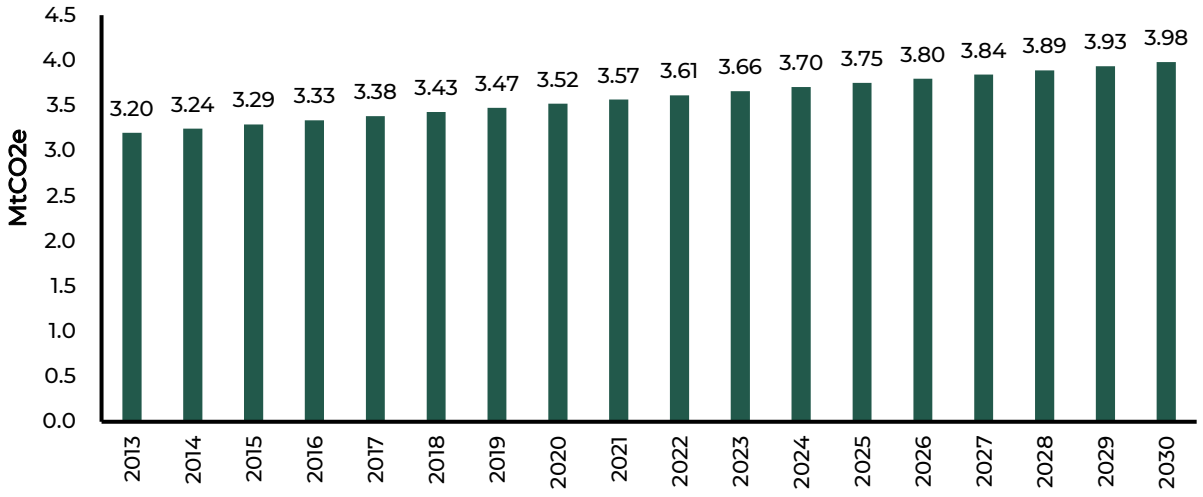
Tabla 69. Factores de emisión asociados a la producción de cal.

Producto	Factor de Emisión (CO_2) (ton/ton)
Cal fuerte proporción calcio	0.75
Cal dolomita	0.77
Cal hidráulica	0.59
$CFl_{kd,i}$	1.02
$C_{h,i}$	97%

Fuente: Directrices IPCC 2006.

La trayectoria de emisiones a 2030 estimada para la producción de cal fue la siguiente:

Figura 47. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A2: Producción de cal".



Subcategoría de emisión 2A3: Producción de vidrio

En el caso de la producción de vidrio, la modelación de emisiones a 2030 se realizó a partir de la proyección de emisiones históricas registrada en el INEGYCEI y a las estadísticas disponibles para la producción del vidrio
Los resultados de esta modelación se muestran a continuación:

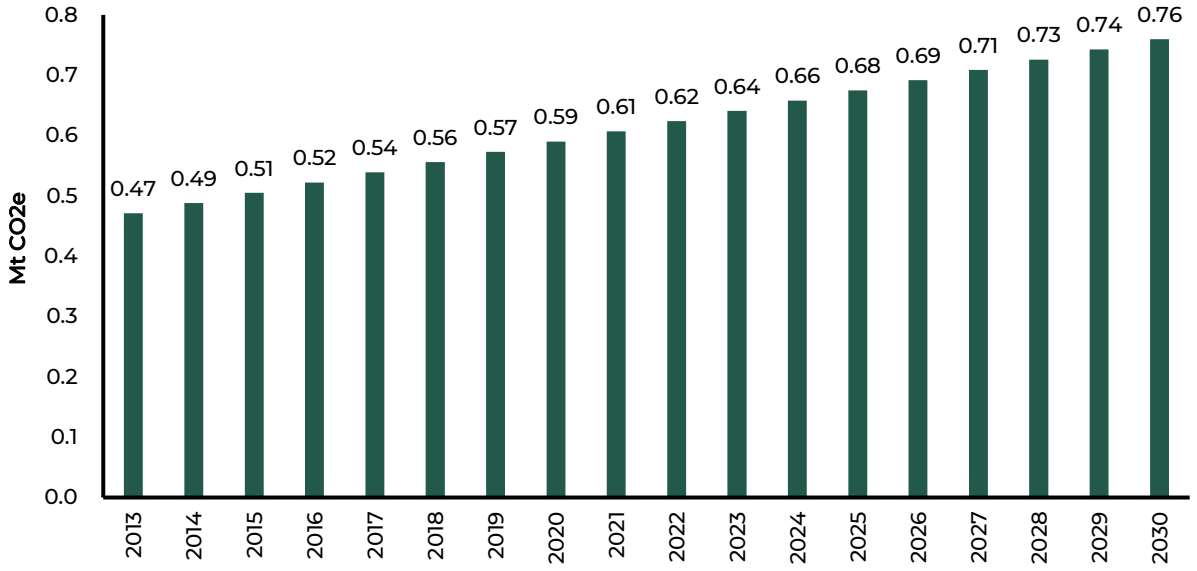
Tabla 70. Emisiones asociadas a la producción de vidrio 2003 - 2013 ($MtCO_2e$).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Vidrio	$MtCO_2e$	0.36	0.39	0.40	0.40	0.41	0.40	0.44	0.45	0.49	0.52	0.47	2.65%

Fuente: INECC, 2019.

El resultado de la trayectoria de emisiones a 2030 es el siguiente:

Figura 48. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A3: Producción de vidrio".



Categoría de emisión 2B: Industria química

El enfoque para modelar las emisiones consistió en analizar los datos históricos y las TCMA asociadas a la producción de los siguientes productos químicos:

- Amoniaco
- Ácido nítrico
- Caprolactama, glioxil y ácido glioxílico
- Dióxido de titanio
- Ceniza de sosa
- Producción petroquímica y negro de humo
- Producción fluoroquímica

Para el cálculo de emisiones de la industria química se emplearon los siguientes factores de emisión por tipo de producto:

Tabla 71. Factores de emisión empleados en el cálculo de líneas base de la subcategoría 1A3 Transporte.

Producto	Factor de Emisión		
	CO_2	CH_4	N_2O
Unidades	**kg/ton**	**kg/ton**	**kg/ton**
Amoniaco	1,199		
Ácido nítrico			9.00
Caprolactama			9.00
Dióxido de titanio	1,340		
Ceniza de sosa	138		
Negro de humo	2,620	0.06	
Metanol	267	2.3	
Etileno	950	6.00	
Óxido de etileno	500	1.79	
Monómero cloruro de vinilo	286	0.0226	
Acrilonitrilo	830	0.18	
HCFC 22	0.0244		
Dicloruro de etileno	196		

A partir de estos datos, obtenidos de ANIQ (2019) y PEMEX (2020), se estimaron las TCMA para derivar la producción a 2030 por tipo de producto. En la Tabla 72 se muestran los datos sobre producción y sus correspondientes proyecciones:

Tabla 72. Producciones históricas y TCMA por tipo de producto en la industria química (Mton).

Producto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Amoniaco	0.53	0.68	0.51	0.59	0.76	0.90	0.79	0.90	0.87	0.94	0.92	5.61%
Ácido nítrico	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.05	0.06	0.21	0.21	0.21	0.21	13.51%
Caprolactama	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.07	-1.20%
Dióxido de titanio	0.12	0.13	0.14	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15	0.14	0.14	0.14	1.30%
Ceniza de sosa	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.00%
Negro de humo	0.11	0.12	0.12	0.12	0.13	0.12	0.10	0.12	0.13	0.11	0.06	-5.78%
Metanol	0.19	0.17	0.08	0.09	0.01	0.04	0.00	0.02	0.15	0.15	0.16	-1.91%
Etileno	0.98	1.01	1.09	1.13	1.00	1.06	1.16	1.13	1.12	1.13	1.03	0.51%
Óxido de etileno	0.31	0.30	0.32	0.36	0.30	0.34	0.28	0.37	0.36	0.35	0.37	1.62%
Monómero cloruro de vinilo	0.11	0.06	0.16	0.21	0.24	0.16	0.16	0.19	0.17	0.19	0.10	-1.12%

Acrilonitrilo	0.08	0.07	0.06	0.00	0.02	0.00	0.01	0.06	0.04	0.03	0.04	-7.54%
HCFC 22	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	3.73%
Dicloruro de etileno (1,2 dicloroetano)	0.19	0.11	0.26	0.35	0.39	0.27	0.26	0.31	0.27	0.30	0.18	-0.33%

De acuerdo con los datos reportados dentro del INEGYCEI 2017 (INECC, 2019), se ha observado un incremento en las emisiones de dicha categoría que no corresponden a las TCMA derivadas de la tendencia de los años 2003 a 2013, lo cual obedece a la recuperación del sector químico en el país.

Considerando lo anterior, los datos de las proyecciones por tipo de producto al 2030 empleado para la construcción de la línea base de la industria química se muestran en la Tabla 73.

Tabla 73. Proyecciones a 2030 asociadas a la industria química por tipo de producto (Mton).

Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Amoniaco	0.92	0.95	0.99	1.02	1.05	1.08	1.11	1.15	1.18
Ácido nítrico	0.21	0.23	0.25	0.27	0.28	0.30	0.32	0.34	0.35
Caprolactama	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06
Dióxido de titanio	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Ceniza de sosa	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Negro de humo	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04
Metanol	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18
Etileno	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Óxido de etileno	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38	0.39	0.39	0.40	0.40
Monómero cloruro de vinilo	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12
Acrilonitrilo	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
HCFC 22	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Dicloruro de etileno (1,2 dicloroetano)	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16

Producto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Amoniaco	1.21	1.24	1.27	1.31	1.34	1.37	1.40	1.43	1.46
Ácido nítrico	0.37	0.39	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48	0.49	0.51
Caprolactama	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05
Dióxido de titanio	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17

Ceniza de sosa	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Negro de humo	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02
Metanol	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21
Etileno	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Óxido de etileno	0.41	0.41	0.41	0.42	0.42	0.43	0.43	0.44	0.44
Monómero cloruro de vinilo	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15
Acrilonitrilo	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
HCFC 22	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Dicloruro de etileno (1,2 dicloroetano)	0.16	0.15	0.15	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.13

Las emisiones por tipo de producto de la industria química se muestran en la Tabla 74.

Tabla 74. Proyecciones a 2030 asociadas a la industria química por tipo de producto (Mton).

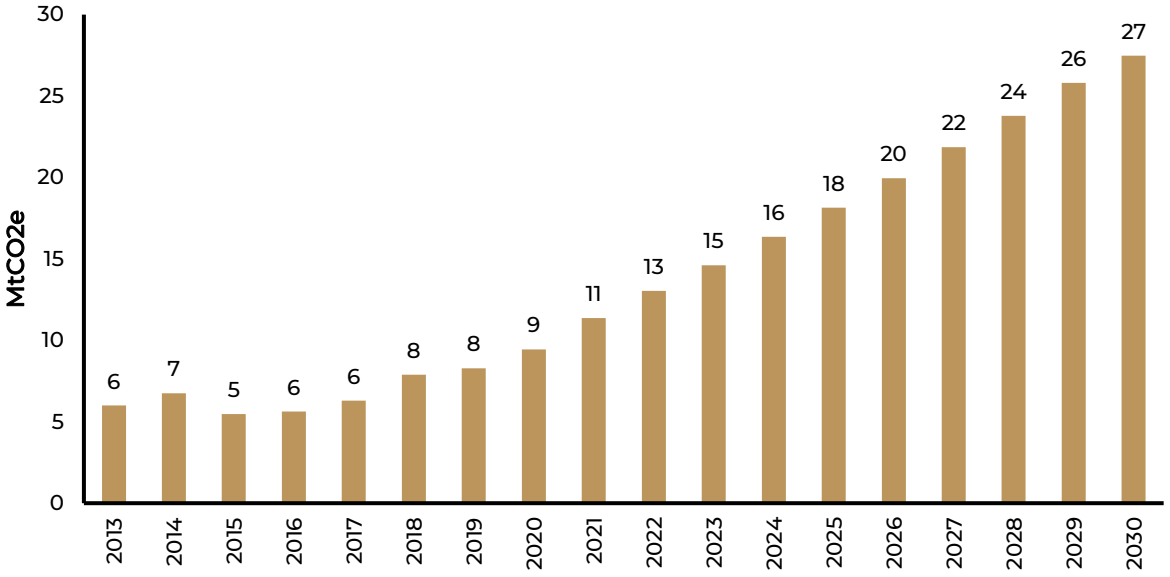
2B Industria química	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2B1 Producción de amoniaco	1.105	1.14	1.18	1.22	1.26	1.3	1.33	1.37	1.41
2B2 Producción de ácido nítrico	0.508	0.55	0.59	0.63	0.67	0.72	0.76	0.8	0.84
2B4 Producción de caprolactama, glioxil y ácido glioxílico	0.167	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
2B6 Producción de dióxido de titanio	0.187	0.2	0.21	0.27	0.39	0.39	0.4	0.4	0.41
2B7 Producción de ceniza de sosa	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
2B8 Producción petroquímica y negro de humo	1.756	1.86	1.86	1.86	1.96	2.96	3.88	5.12	6.37
2B9 Producción fluoroquímica	2.232	2.79	1.43	1.44	1.8	2.33	1.71	1.54	2.13
Total	**5.995**	**6.75**	**5.48**	**5.63**	**6.29**	**7.89**	**8.29**	**9.45**	**11.37**

2B Industria química	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2B1 Producción de amoniaco	1.45	1.49	1.53	1.56	1.6	1.64	1.68	1.72	1.76
2B2 Producción de ácido nítrico	0.88	0.93	0.97	1.01	1.05	1.09	1.13	1.18	1.22

2B4 Producción de caprolactama, glioxil y ácido glioxílico	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
2B6 Producción de dióxido de titanio	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49
2B7 Producción de ceniza de sosa	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
2B8 Producción petroquímica y negro de humo	7.66	8.94	10.35	11.75	13.16	14.57	15.98	17.39	18.66
2B9 Producción fluoroquímica	2.41	2.62	2.87	3.15	3.49	3.88	4.32	4.84	5.15
Total	**13.03**	**14.61**	**16.35**	**18.14**	**19.96**	**21.85**	**23.79**	**25.81**	**27.48**

La línea base conjuntando todas las fuentes de emisión que conforman a la industria química, por el proceso productivo se presenta en la siguiente figura:

Figura 49. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2B: Industria Química"



Categoría de emisión 2C: Industria de los metales

En esta categoría se integra la modelación de emisiones de línea base para las siguientes subcategorías:

- **2C1:** Producción de hierro y acero
- **2C2:** Producción de ferroaleaciones

- **2C5:** Producción de plomo
- **2C6:** Producción de zinc

A continuación, se describen las particularidades asociadas a la modelación de las fuentes incluidas en esta subcategoría:

Subcategoría de emisión 2C1: Producción de hierro y acero

Con base en información de la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (CANACERO), del Anuario Estadístico de la Minería Mexicana y de INEGI[8], se han obtenido los datos históricos sobre la producción nacional de hierro y acero que se muestran en la
Tabla **75** :

Tabla 75. Datos históricos y TCMA sobre producción nacional de hierro y acero (millones de toneladas).

Producto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Acero crudo - total	8.5	9.0	9.0	9.0	10.1	10.7	9.5	11.3	11.3	11.6	11.2	2.88%
Acero crudo - BOF	4.6	4.8	4.5	4.2	4.6	5.0	4.5	5.3	5.1	5.0	5.3	1.47%
Acero crudo - EAF	3.9	4.3	4.5	4.8	5.6	5.6	5.0	6.0	6.2	6.6	5.9	4.35%
Arrabio	4.2	4.3	4.0	3.8	4.1	4.4	3.9	4.7	4.6	4.6	4.9	1.62%
Hierro reducido directo (Fierro esponja)	6.7	7.7	7.2	7.5	7.4	6.8	4.9	5.8	6.9	6.4	7.0	1.09%
Sinterizado	1.3	1.4	1.3	1.5	1.5	1.4	1.4	2.0	2.0	2.1	1.7	2.50%
Pelets	14.2	12.6	14.2	10.9	15.6	14.6	12.7	14.2	14.5	14.5	14.7	0.32%

Fuente: CANAERO, Sistema Geológico Mexicano e INEGI.

Para la construcción de la línea base del sector de hierro y acero, se ajustó la proyección de crecimiento de producción de acero tomando en cuenta el PIB, el crecimiento asociado al consumo nacional, un factor de elasticidad de 1.7 y que en los próximos años se tendrá un consumo nacional del 73% de hierro y acero producido en México y que las importaciones no serán mayores al 27% (con base a los acuerdos del T-MEC). Para tal efecto se tomó valor del PIB de 1.5% a partir de 2013 sobre la producción de acero (considerando acero BOF y HAE). Las proyecciones de los demás productos del sector como fierro esponja, sinter y pellets se construyeron empleando la tendencia histórica del 2003 al 2013. La proyección de datos a 2030 sobre la producción nacional de hierro y acero se presenta en la Tabla 76:

[8] Anuario Estadístico de la Minería Mexicana, SGM

Tabla 76. Proyección de datos sobre producción nacional de hierro y acero 2013 – 2030 (millones de toneladas).

Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Acero crudo - total	**18.2**	**17.8**	**17.5**	**17.5**	**17.4**	**17.9**	**18.3**	**18.9**	**19.6**
Acero crudo - BOF	5.3	5.3	4.8	4.5	4.2	4.3	4.8	5.0	5.1
Acero crudo - EAF	12.9	12.4	12.7	12.9	13.2	13.6	13.5	14.0	14.4
Hierro reducido directo (Fierro esponja)	7.0	7.1	7.1	7.2	7.2	7.3	7.3	7.4	7.5
Sinter	1.7	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2
Pelets	14.7	14.8	15.0	15.1	15.2	15.3	15.5	15.6	15.7

Producto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Acero crudo - total	**20.2**	**20.9**	**21.5**	**22.2**	**23.0**	**23.7**	**24.5**	**25.3**	**26.1**
Acero crudo - BOF	5.3	5.5	5.7	5.8	6.0	6.2	6.4	6.6	6.9
Acero crudo - EAF	14.9	15.4	15.9	16.4	16.9	17.5	18.1	18.6	19.3
Hierro reducido directo (Fierro esponja)	7.5	7.6	7.6	7.7	7.7	7.8	7.8	7.9	8.0
Sinter	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8
Pelets	15.9	16.0	16.1	16.3	16.4	16.5	16.7	16.8	16.9

Con base en estos datos de producción, los factores utilizados para estimar las emisiones a 2030 en la industria del hierro y el acero fueron los siguientes:

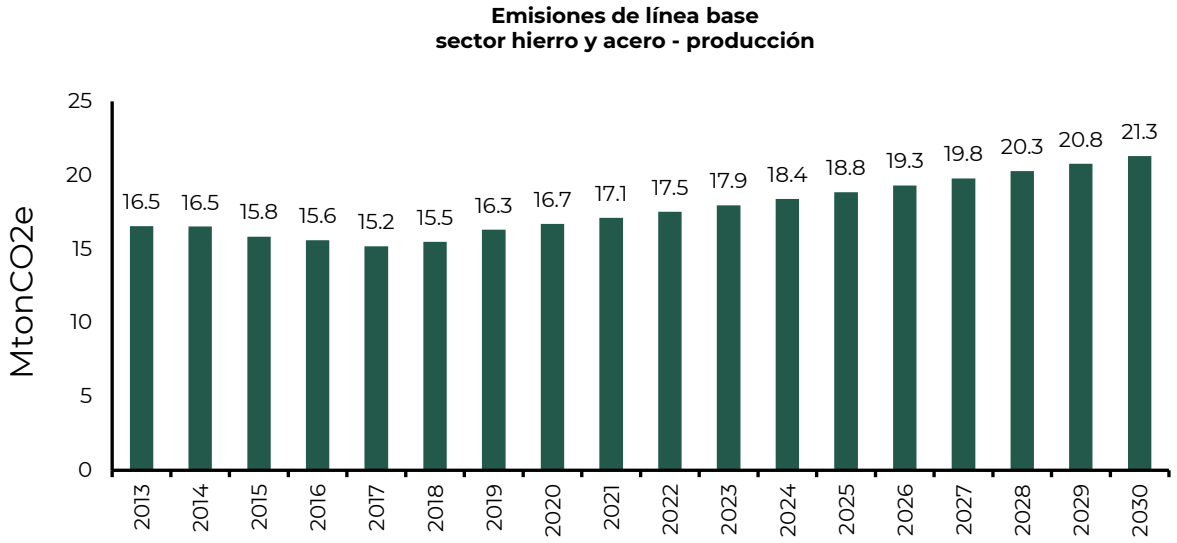
Tabla 77. Factores de emisión en la industria del hierro y el acero.

Producto	Factor de Emisión			Observaciones
	CO_2	CH_4		
Unidades	ton/ton	FE	Unidades	
Producción de sinterizado	0.20	0.00007	ton/ton_{sinter}	tonelada de CO2/ton de sinterizado producido
Producción de DRI	0.70	0.001	ton/TJ	tonelada de CO2/ton de DRI producido
Producción de pelets	0.03	NA	NA	tonelada de CO2/ton de pelets producido
Horno básico de oxígeno	1.46	NA	NA	tonelada de CO2/ton de acero producido
Horno de arco eléctrico*	0.24	NA	NA	tonelada de CO2/ton de acero producido

Fuente: Directrices IPCC 2006
*Juicio de experto proporcionado por CANACERO

El escenario de emisiones al 2030 por la producción de hierro y acero se muestra en la Figura 50.

Figura 50. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C1: Producción de hierro y acero".



Subcategoría de emisiones 2C2: Producción de ferroaleaciones

Con base en información procedente de INEGI y del Servicio Geológico Mexicano (SGM), se recopilan los siguientes datos históricos sobre producción de ferroaleaciones, a partir de las cuales, se estiman las correspondientes TCMA que se muestran a continuación:

Tabla 78. Datos históricos sobre producción de ferroaleaciones (millones de toneladas).

Producto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Ferromanganeso	0.06	0.07	0.09	0.06	0.07	0.10	0.04	0.08	0.07	0.06	0.06	0.82%
Silicomanganeso	0.08	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.09	0.13	0.14	0.16	0.16	6.87%

Fuente: SGM, Anuario Estadístico de la Minería Mexicana e INEGI: La industria siderúrgica 1996, 1999, 2004, 2008 y 2012

A partir de estos datos, y utilizando la TCMA de la Tabla 78, la proyección de datos asociados a la producción de ferroaleaciones se presenta en la Tabla 79:

Tabla 79. Proyección de datos asociados a la producción de ferroaleaciones (millones de toneladas).

Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ferromanganeso	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Silicomanganeso	0.16	0.16	0.17	0.18	0.19	0.19	0.20	0.21	0.21

Producto	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ferromanganeso	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Silicomanganeso	0.16	0.16	0.17	0.18	0.19	0.19	0.20	0.21	0.21

Los factores aplicados para la estimación de emisiones a 2030 fueron los siguientes:

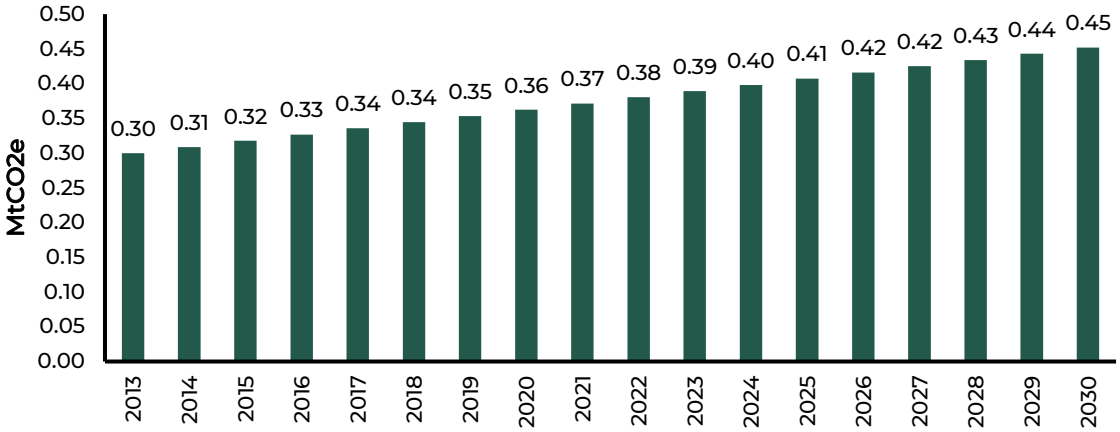
Tabla 80. Factores de emisión asociados a la producción de ferroaleaciones.

Producto	Factor de emisión (CO_2}
	ton/ton
Ferromanganeso	1.3
Silicomanganeso	1.4

Fuente: Directrices IPCC 2006.

La trayectoria de emisiones a 2030 para la producción de ferroaleaciones es la siguiente:

Figura 51. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “2C2: Producción de ferroaleaciones”.



Subcategoría de emisión 2C5 y 2C6: Producción de plomo y Producción de zinc

En relación con la producción de plomo y zinc, el enfoque para la modelación de emisiones partió de analizar los datos históricos sobre producción, estimando las tasas de crecimiento media anual correspondientes, a partir de las cuales se proyectaron los datos a 2030 y finalmente, se derivaron las emisiones asociadas al periodo de análisis. Los resultados se presentan en las Tabla 81 y la Tabla 82:

Tabla 81. Producción de plomo y zinc (millones de toneladas).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Plomo	Mton	0.14	0.12	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.19	0.22	0.24	0.25	6.16%
Zinc	Mton	0.41	0.43	0.48	0.48	0.45	0.45	0.49	0.57	0.63	0.66	0.64	4.49%

Fuente: Anuario Estadístico de la Minería Mexicana, Sistema Geológico Mexicano.

La proyección de datos asociados a la producción fue la siguiente:

Tabla 82. Proyección asociada a la producción de plomo y zinc (millones de toneladas).

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Plomo	Mton	0.25	0.25	0.26	0.28	0.30	0.32	0.34	0.36	0.38
Zinc	Mton	0.64	0.66	0.79	0.82	0.86	0.90	0.94	0.98	1.02

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Plomo	Mton	0.40	0.43	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57	0.61	0.65
Zinc	Mton	1.07	1.12	1.17	1.22	1.28	1.33	1.39	1.46	1.52

Los factores de emisión aplicados fueron:

Tabla 83. Factores para la estimación de emisiones en la producción de plomo y zinc.

Producto	Factor de Emisión (CO_2)
	ton/ton
Plomo	0.59
Zinc	1.72

Fuente: Directrices IPCC 2006.

La trayectoria de emisiones a 2030 asociada a la producción de plomo y zinc es:

Figura 52. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C5: Producción de plomo".

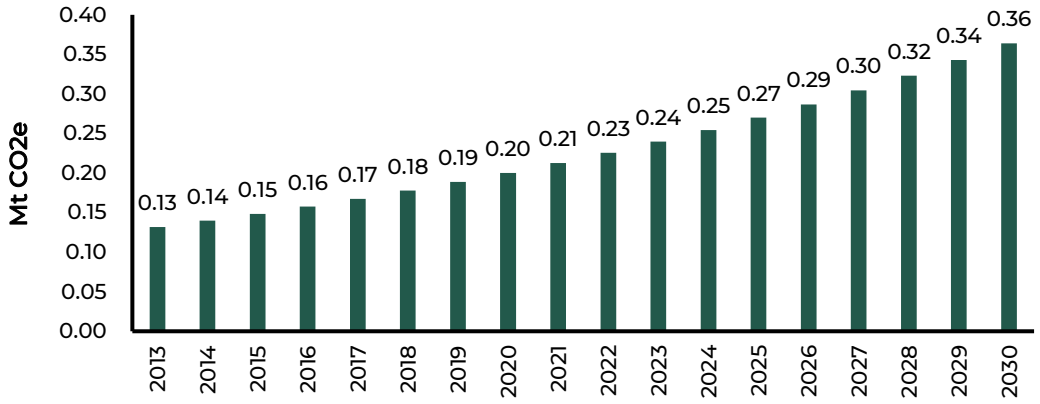
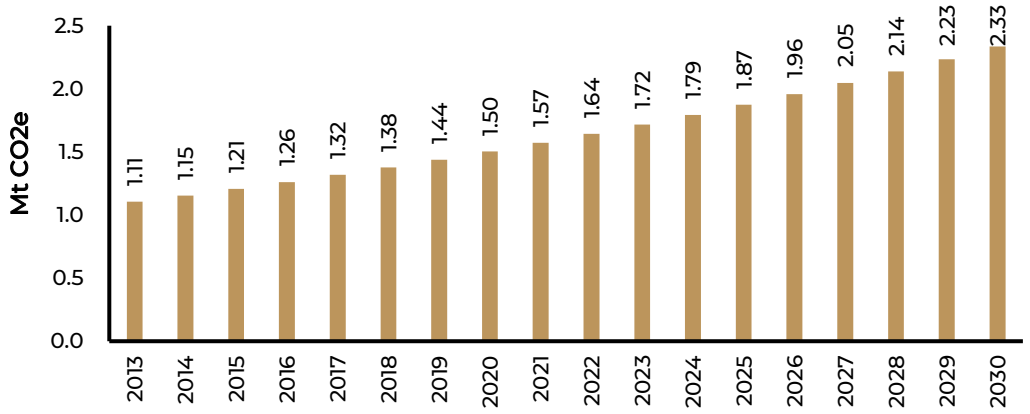


Figura 53. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C6: Producción de zinc".



Categoría de emisión 2D: Uso de productos no energéticos de combustibles y de solvente

En esta categoría se han modelado las emisiones correspondientes a las siguientes subcategorías:

- **2D1:** Uso de lubricantes
- **2D2:** Uso de la cera de parafina

A continuación, se describen las particularidades asociadas a la modelación de las fuentes incluidas en esta subcategoría:

Subcategoría de emisión 2D1 y 2D2: Uso de lubricantes y Uso de la cera de parafina

Con base en datos históricos de la producción de lubricantes y parafinas provenientes del Sistema de Información Energética de SENER, se han estimado las TCMA a partir de las cuales, se proyectaron las producciones a 2030 que se muestran en la Tabla 84:

Tabla 84. Datos sobre la producción de lubricantes y parafinas.

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Lubricantes	TJ	11,839	11,887	11,663	11,568	11,691	11,129	9,154	9,280	8,212	8,543	9,617	-2.06%
Parafinas	TJ	1,988	2,184	2,188	2,113	2,266	2,031	1,616	1,750	1,580	1,616	1,508	-2.73%

Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

La proyección de datos asociados a la producción de lubricantes y parafinas fue:

Tabla 85. Proyección de datos asociados a la producción de lubricantes y parafinas.

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lubricantes	TJ	9,617	9,235	8,854	8,473	8,091	7,710	7,328	6,947	6,566
Parafinas	TJ	1,508	1,437	1,365	1,293	1,222	1,150	1,079	1,007	936

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lubricantes	TJ	6,184	5,803	5,422	5,040	4,659	4,277	3,896	3,515	3,133
Parafinas	TJ	864	793	721	649	578	506	435	363	292

Los factores de emisión aplicados fueron los siguientes:

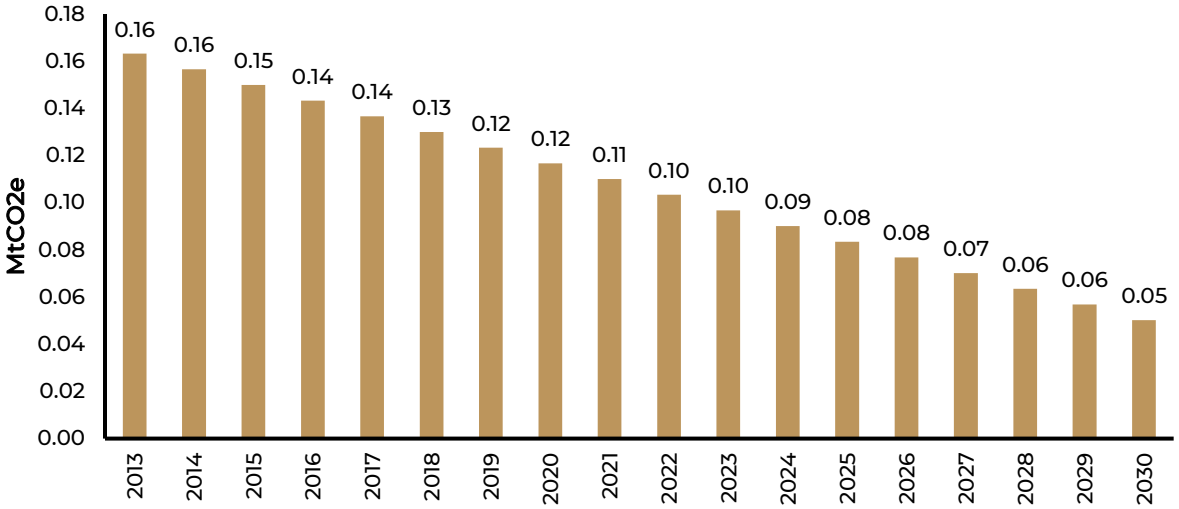
Tabla 86. Factores para la estimación de emisiones asociadas a la producción de lubricantes y parafinas.

Producto	Factor de emisión (CO_2)
	ton/TJ
Lubricantes	14.67
Parafinas	14.67

Fuente: Directrices IPCC 2006.

La trayectoria de emisiones a 2030 para la producción de lubricantes y parafinas es la siguiente:

Figura 54. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2D1: Producción de lubricantes" y "2D2: Producción de parafinas".



Categoría de emisión 2F: Uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono

En esta categoría se han modelado las emisiones correspondientes a las siguientes subcategorías:

- **2F1:** Refrigeración y aire acondicionado
- **2F2:** Agentes espumantes
- **2F3:** Protección contra incendios
- **2F4:** Aerosoles
- **2F5:** Solventes

En esta categoría se ha decidido de manera conservadora, mantener constantes las emisiones de 2015 debido a la ausencia de datos que permitieran modelar las emisiones de manera suficientemente representativa.

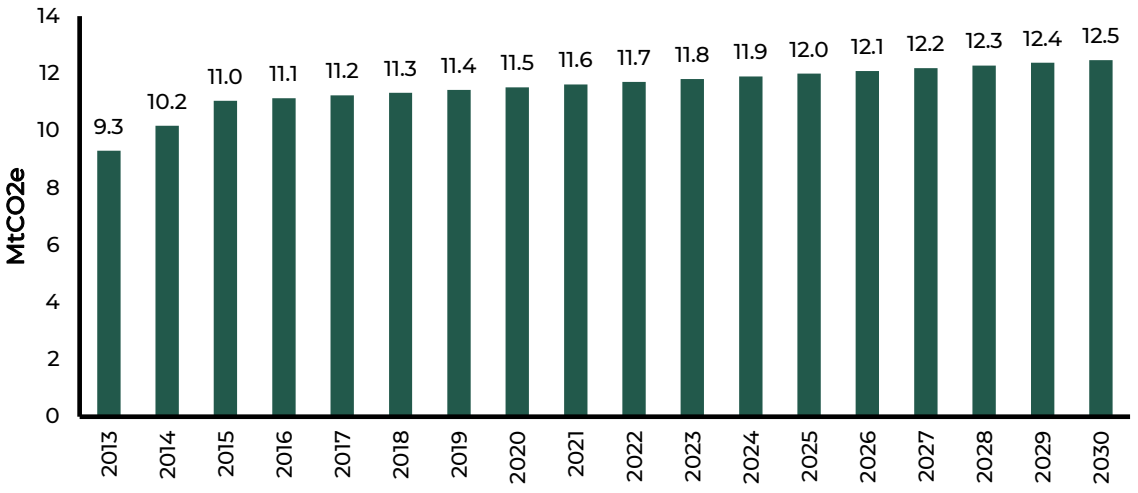
El resultado de lo anterior se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 87. Trayectoria de emisiones por el uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono.

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2F1 Refrigeración y aire acondicionado	$MtCO_2e$	8	9	10	10	10	10	10	10	10
2F2 Agentes espumantes	$MtCO_2e$	0.36	0.39	0.43	0.46	0.49	0.52	0.55	0.59	0.62
2F3 Protección contra incendios	$MtCO_2e$	0.04	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08
2F4 Aerosoles	$MtCO_2e$	0.54	0.59	0.65	0.70	0.75	0.81	0.86	0.92	0.97
2F5 Solventes	$MtCO_2e$	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2F1 Refrigeración y aire acondicionado	$MtCO_2e$	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2F2 Agentes espumantes	$MtCO_2e$	0.65	0.68	0.71	0.75	0.78	0.81	0.84	0.88	0.91
2F3 Protección contra incendios	$MtCO_2e$	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13
2F4 Aerosoles	$MtCO_2e$	1.02	1.08	1.13	1.18	1.24	1.29	1.34	1.40	1.45
2F5 Solventes	$MtCO_2e$	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10

Figura 55. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “2F: Uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono”.



Categoría de emisión 2G: Manufactura y utilización de otros productos

En esta categoría se han modelado las emisiones correspondientes a la subcategoría: 2G1 Equipos eléctricos, partiendo de los registros históricos asociados al uso de productos en la red de transmisión y distribución de electricidad provistos por la Comisión Federal de Electricidad, a partir de los cuales se estiman las tasas de crecimiento y se aplica el factor de fuga del hexafluoruro de azufre (SF_6) para definir la trayectoria de emisiones a 2030 que se muestra a continuación:

Tabla 88. Datos históricos y TCMA del uso de productos en la red de transmisión y distribución (toneladas).

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
CFE – Transmisión	toneladas	153	169	180	185	217	222	223	248	256	260	280	6.23%
CFE – Distribución	toneladas	73	80	82	83	84	86	87	88	96	104	111	4.25%

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 89. Proyección de datos a 2030 asociados al uso de productos (toneladas).

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CFE – Transmisión	toneladas	280	292	305	317	329	342	354	366	379
CFE – Distribución	toneladas	111	114	117	120	123	127	130	133	136

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CFE – Transmisión	toneladas	391	404	416	428	441	453	465	478	490
CFE – Distribución	toneladas	139	142	145	148	151	154	157	160	163

El factor de fuga de SF_6 aplicado fue el siguiente:

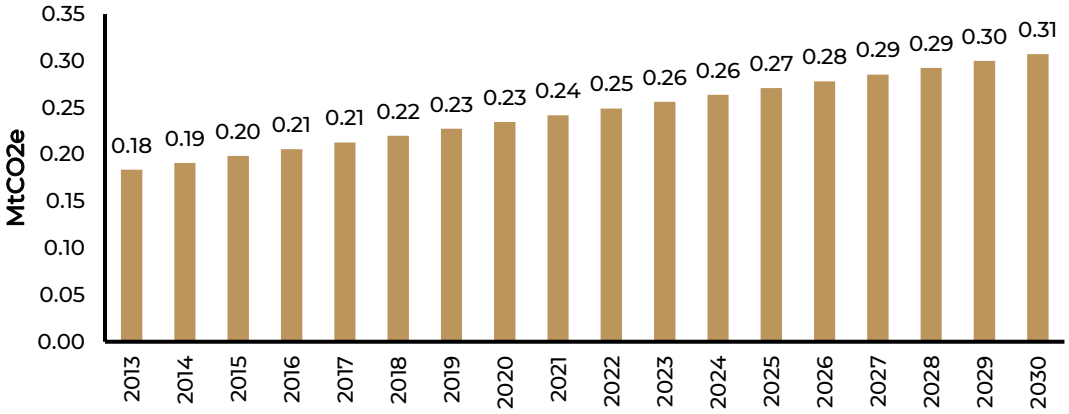
Tabla 90. Factor de fuga del Hexafluoruro de Azufre (SF_6)

Producto	Factor de Emisión SF_6
	ton/ton
Factor de fuga	0.02

Fuente: Directrices de IPCC 2006.

La trayectoria de emisiones a 2030 estimada fue la siguiente:

Figura 56. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2G: Manufactura y utilización de otros productos"



Categoría de emisión 2H: Otros

Subcategoría de emisión 2H1: Industria de la pulpa y el papel

En esta categoría se han modelado las emisiones correspondientes a la subcategoría: 2H1 Industria de la pulpa y el papel, partiendo de los datos históricos sobre el uso de carbonatos asociados a la producción de pulpa y papel, estimando las tasas de crecimiento correspondientes y aplicando los factores de emisión para cada insumo, con el fin de estimar la trayectoria de emisiones que se muestra a continuación:

Se registraron todos los datos históricos de producción en el sector de la pulpa y el papel desde el 2003 hasta el 2013 con la finalidad de determinar una tasa de crecimiento media anual que se ajustará a estos datos. Para el caso del $CaCO_3$ fue de 1.99% y una disminución en el uso de Na_2CO_3 con una tasa de –14.21% (Ver Tabla 91).

Tabla 91. Datos históricos asociados al uso de carbonatos en la industria de la pulpa y el papel.

Producto	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCA
Carbonato de calcio ($CaCO_3$)	Mton	0.09	0.11	0.16	0.16	0.05	0.07	0.07	0.10	0.10	0.11	0.11	1.99%
Carbonato de sodio (Na_2CO_3)	Mton	1E-04	1E-04	1E-04	9E-05	7E-05	8E-05	6E-05	5E-05	7E-05	9E-05	2E-05	-14.21%

Fuente: Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel

Con apoyo de los datos históricos y sus respectivas TCMA, se realizó la proyección de la línea base del uso de carbonatos 2013-2030. Con base a los comentarios recibidos por parte de la Cámara de la Industria de la Celulosa y el Papel, durante las reuniones de socialización, se ajustó el crecimiento del consumo de carbonato de calcio con base al crecimiento esperado en la producción de papel.

Los datos de consumo de CaCO3 y Na2CO3 en la industria de la celulosa y el papel se muestran en la Tabla 92.

Tabla 92. Proyección de datos sobre el uso de carbonatos en la industria de la pulpa y el papel

Producto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carbonato de calcio ($CaCO_3$)	Mton	0.11	0.12	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15
Carbonato de sodio (Na_2CO_3)	Mton	2.4E-05	2.5E-05	1.9E-05	1.6E-05	1.4E-05	1.2E-05	1.0E-05	8.8E-06	7.6E-06

Producto	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbonato de calcio ($CaCO_3$)	Mton	0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18
Carbonato de sodio (Na_2CO_3)	Mton	6.5E-06	5.6E-06	4.8E-06	4.1E-06	3.5E-06	3.0E-06	2.6E-06	2.2E-06	1.9E-06

Para conocer las emisiones se utilizaron los factores de emisión proporcionados por el IPCC:

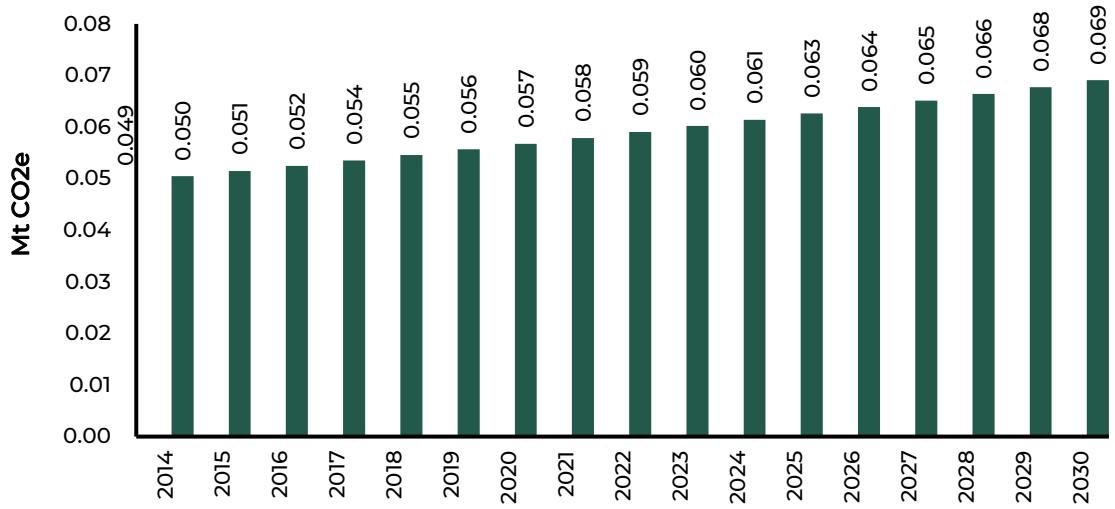
Tabla 93. Factores para la estimación de emisiones asociados al uso de carbonatos en la industria de la celulosa y del papel.

Combustible/Insumo	Factor de Emisión (CO_2)
	ton/ton
Carbonato de Sodio (Na_2CO_3)	0.4150
Carbonato de Calcio ($CaCO_3$)	0.4400

Fuente: Documento guía de la herramienta para la estimación de gases de efecto invernadero para el sector productivo de celulosa y papel de México, V1.0, octubre 2006, Fundación México - Estados Unidos para la Ciencia.

La trayectoria de emisiones estimada para 2030 en la industria de la pulpa y el papel fue la siguiente:

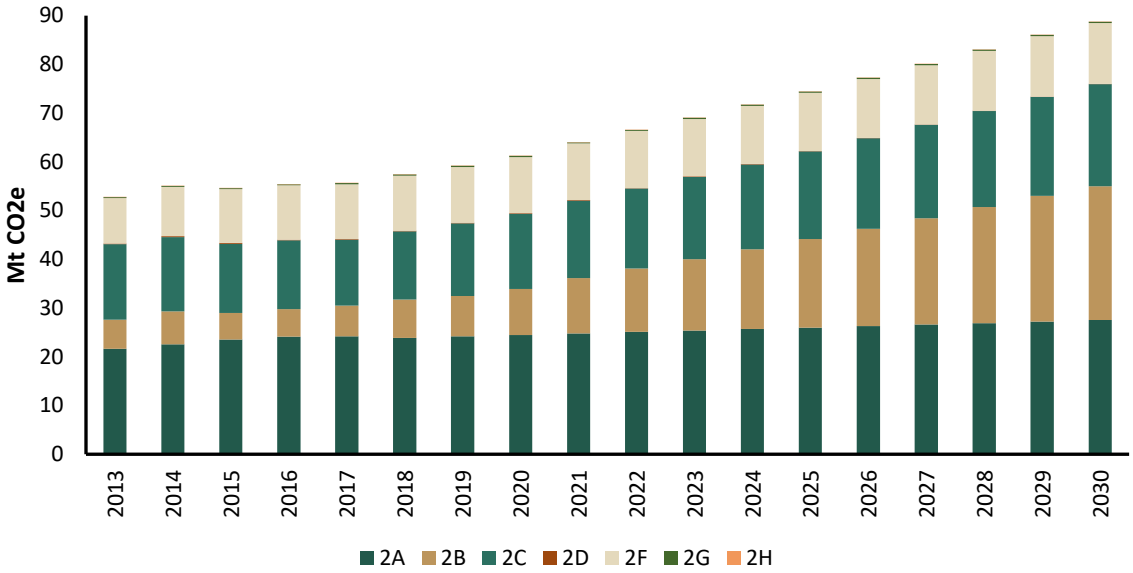
Figura 57. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2H: Otros".



Finalmente, las emisiones proyectadas al 2030 para el sector procesos industriales se muestran a continuación

Figura 58. Línea base 2013 – 2030 del sector procesos industriales: 2A. Industria de los minerales, 2B. Industria química, 2C. Industria de los metales, 2D. Uso de productos no energéticos de combustibles y de solventes, 2F. Uso de productos

sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono, 2G. Manufactura y utilización de otros productos, 2H. Otros (industria de la pulpa y el papel.



SECTOR 3: AGRICULTURA, SILVICULTURA Y OTROS USOS DE LA TIERRA

Categoría de emisión 3A: Ganado

Subcategoría de emisión 3A1: Fermentación entérica

En esta subcategoría se integra la modelación de las emisiones asociadas a la fermentación entérica de las fuentes de emisión:

- **3A1a:** Bovinos
- **3A1c:** Ovinos
- **3A1d:** Caprinos
- **3A1f:** Caballos
- **3A1g:** Mulas y asnos
- **3A1h:** Porcinos

Al respecto, el enfoque para modelar las emisiones asociadas considera por especie, el inventario de cabezas con base en los registros históricos 2003 – 2013. Los registros históricos respecto al número de animales procede del Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta (SIACON) del Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP) (servicio de información agroalimentaria y pesquera, 2017). Se utilizaron las tasas de crecimiento de la poblacional histórico e información de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER) (SAGARPA, 2011) como base para la proyección al horizonte 2030. Las particularidades y los resultados se describen en cada especie.

- **Fuente de emisión 3A1a: Bovinos**

La línea base de los bovinos al igual que en el INEGYCEI contempla dos tipos de sistemas de producción: aquellos bovinos dedicados a la producción de leche (sub-fuente 3A1a1) y los sistemas de producción para carne y doble propósito (sub-fuente 3A1a2). En ambos casos, el documento de la SAGARPA (2011) se utilizó para establecer la TCMA de la población de bovinos, para el caso de producción de leche (3A1a1) se considera 1.2% y 1.4% para otros bovinos (3A1a2). Con base en las TCMA se realizó la proyección de las cabezas de bovinos al 2030 (Tabla 94).

Tabla 94. Proyección de cabezas de bovinos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bovinos carne	MCabezas	30	31	31	31	32	32	33	33	34

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bovinos carne	Mcabezas	34	35	35	36	36	37	37	38	38

Para obtener la línea base de las emisiones de la población de bovinos leche u otros bovinos a la información de la Tabla 94, se le aplica el factor de emisión correspondiente a la fermentación entérica.

Subfuente de emisión 3ª1a1: Bovinos leche

La selección del factor de emisión para construir la línea base de los bovinos especializados en la producción de leche por fermentación entérica, utiliza la metodología del INEGYCEI (INECC, 2018) con el promedio de la producción de leche estatal para seleccionar el factor de emisión. La proyección para la producción de leche se obtuvo mediante el análisis de la tendencia histórica obtenida del SIAP de SAGARPA (Servicio de información agroalimentaria y pesquera, 2017); la tasa de crecimiento de la producción de leche obtenida fue de 1.4%. Los factores de emisión provienen de la tabla 10.11 del Volumen 4, capítulo 10 de las directrices IPCC 2006 (IPCC, 2006ª) y se muestran en la Tabla 95.

Tabla 95. Factores de emisión para bovinos leche.

Especie	Factor	Unidad	Promedio de producción de leche (litros)
Bovinos Lecheros	128	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	8400
Bovinos Lecheros	117	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	6000
Bovinos Lecheros	99	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	2550
Bovinos Lecheros	90	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	2200
Bovinos Lecheros	72	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	800
Bovinos Lecheros	68	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	1650
Bovinos Lecheros	46	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	475
Bovinos Lecheros	58	Kg CH_4 Cabeza^{-1}Año^{-1}	900

Fuente: Directrices de IPCC.

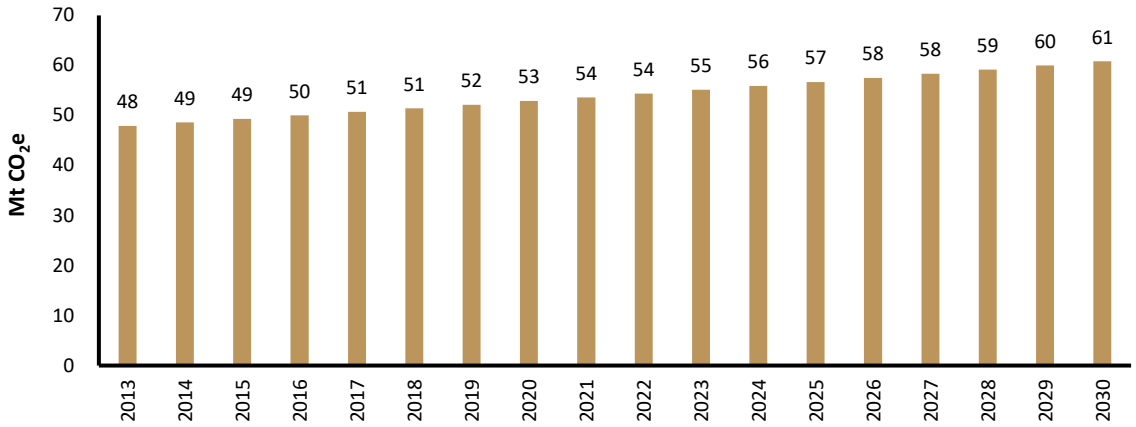
Subfuente de emisión: 3A1a2 Otros Bovinos

Las emisiones provenientes de la fermentación entérica de otros bovinos en México se calcularon en un nivel 1 con base en la información de la población de otros bovinos y en el árbol de decisión de la Figura 10.2 del Volumen 4, capítulo 10 de las directrices IPCC (IPCC, 2006a). Para otros bovinos la población fue divida en dos categorías:

- **Engorda.** Considera a los animales destinados al mercado y se dedujo a partir de la producción estatal de carne.
- **Hembras (píe de cría).** Se asume que es la diferencia entre los animales de engorda y la población total de otros bovinos.

El factor de emisión utilizados proviene de la tabla 10.11 del Volumen 4, capítulo 10 de las directrices IPCC (IPCC, 2006a) y el valor fue de 56 kg de CH_4 cabeza^{-1} Año^{-1}. Los resultados de la trayectoria de las emisiones se pueden observar en la Figura 59.

Figura 59. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1a: Bovinos".



Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC,2018), 2016-2030 elaboración propia

- **Fuente de emisión 3A1c: Ovinos**

En el caso de los ovinos, la TMCA aplicada en la proyección del número de cabezas fue del 1.91%. Esta tasa es resultado de la tendencia histórica de la información del SIACON (Servicio de información agroalimentaria y pesquera, 2017) y los resultados se muestran en la Tabla 96.

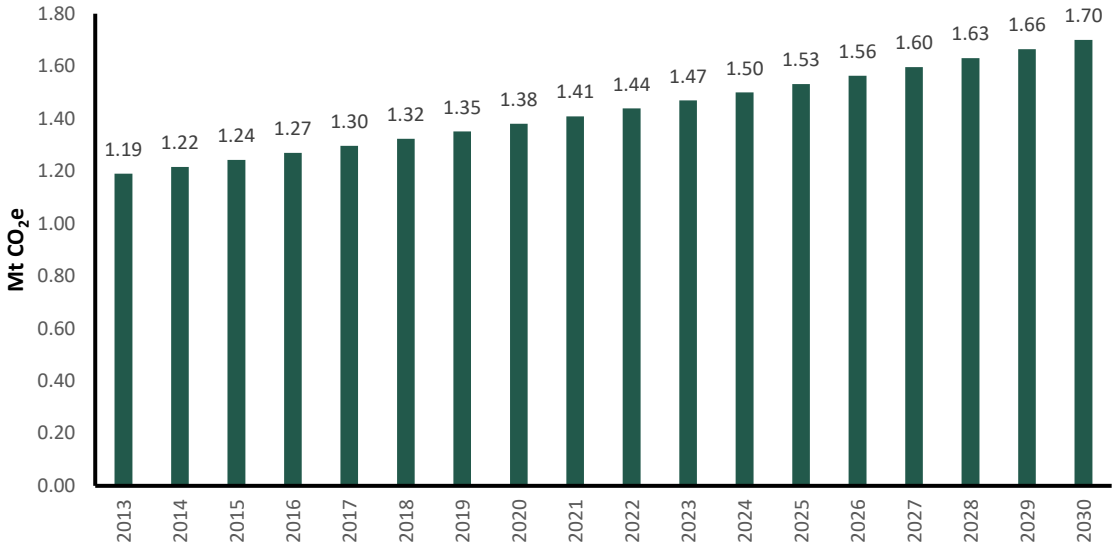
Tabla 96. Proyección de cabezas de ovinos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ovinos	MCabezas	8	9	9	9	9	9	9	10	10

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ovinos	MCabezas	10	10	10	11	11	11	11	11	12

La estimación de la línea base se realizó a partir de la proyección del número de ovinos y el factor de emisión para fermentación entérica proviene del Volumen 4, capítulo 10 de las directrices IPCC 2006 (IPCC, 2006b), de 5 Kg de CH_4 cabeza^{-1} año^{-1}. Así entonces, se obtiene la siguiente trayectoria de emisiones:

Figura 60. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1c: Ovinos"



Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016-2030 elaboración propia.

- **Fuente de emisión 3A1d: Caprinos**

En el caso de los caprinos, la TCMA se calculó de la misma forma que para los ovinos; es decir obteniendo la tendencia a partir de los datos históricos del SAICON (Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera, 2015). En este caso TCMA fue de 0.17%, esta información es la que se considera para la proyección del inventario de cabezas y el resultado se muestra a continuación:

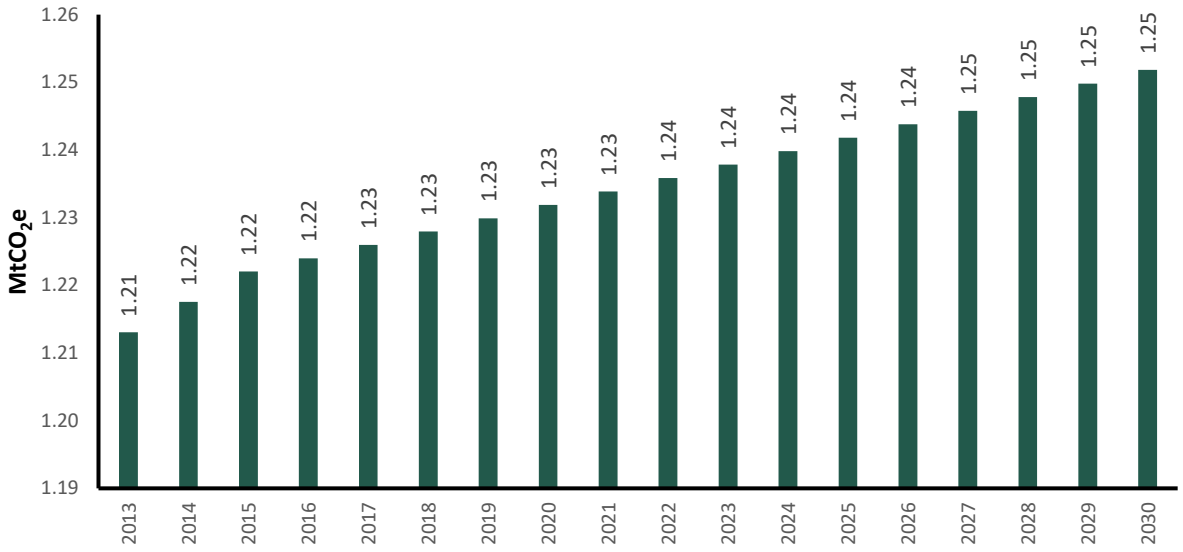
Tabla 97. Proyección de cabezas de caprinos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Caprinos	MCabezas	9	9	9	9	9	9	9	9	9

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caprinos	MCabezas	9	9	9	9	9	9	9	9	9

El factor de emisión utilizado para el cálculo de la línea base para el caso de los caprinos por fermentación entérica fue de 5 Kg de CH_4 cabeza^{-1}año^{-1}. Este factor proviene de la tabla 10.4 del Volumen 4, capítulo 10 de las directrices IPCC (IPCC, 2006b) . El resultado de la trayectoria de las emisiones al año 2030 se muestra en la Figura 61.

Figura 61. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1d: Caprinos".



Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016-2030 elaboración propia.

- **Fuente de emisión 3A1f: Caballos**

En el caso de los caballos, la tasa de crecimiento se obtuvo a partir de los registros históricos por lo que en la proyección del inventario se consideró el 5.43%. Con base en el resultado los resultados se pueden observar en la Tabla 98.

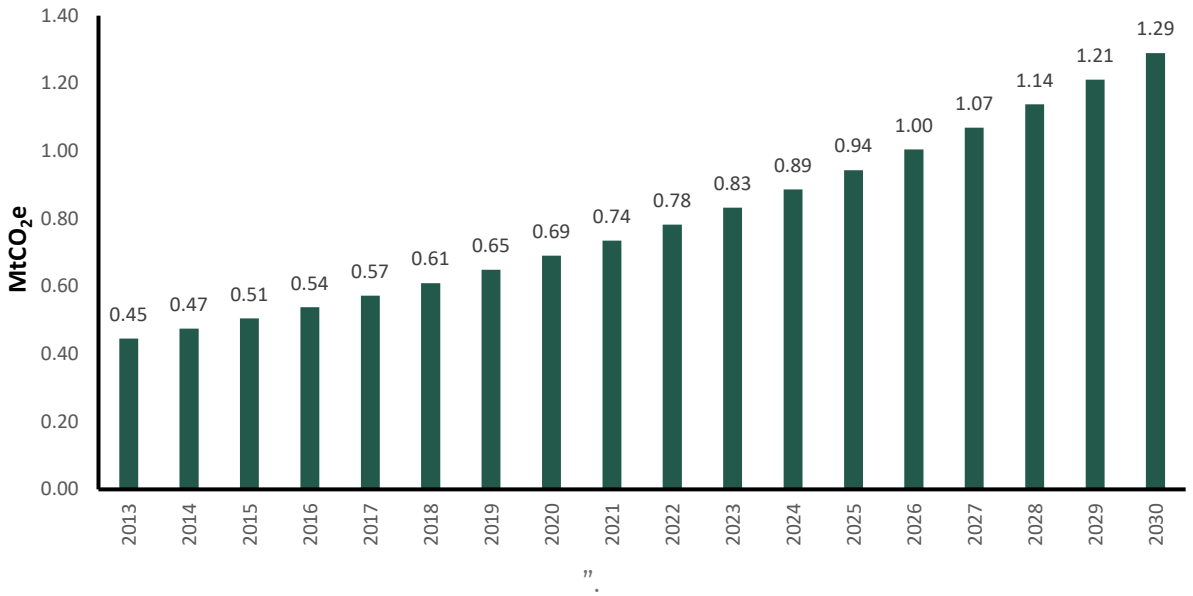
Tabla 98. Proyección de cabezas de caballos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Caballos	Mcabezas	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caballos	Mcabezas	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.9

A estos datos se les aplica el factor de emisión por fermentación entérica de 18 kg de CH_4 cabeza año que proviene del volumen 4, capítulo 10 de las Directrices IPCC 2006 (IPCC, 2006a) para obtener la siguiente trayectoria de emisiones:

Figura 62. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1f: Caballos.



".

Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016-2030 elaboración propia

- **Fuente de emisión3A1g: Mulas y asnos**

En el caso de las mulas, la tasa de crecimiento aplicada para la proyección del inventario de cabezas fue de 11.25% con base en los registros históricos, mientras que, para asnos la tasa de crecimiento aplicada fue de 7.93% para ambas especies los resultados, se muestran a continuación:

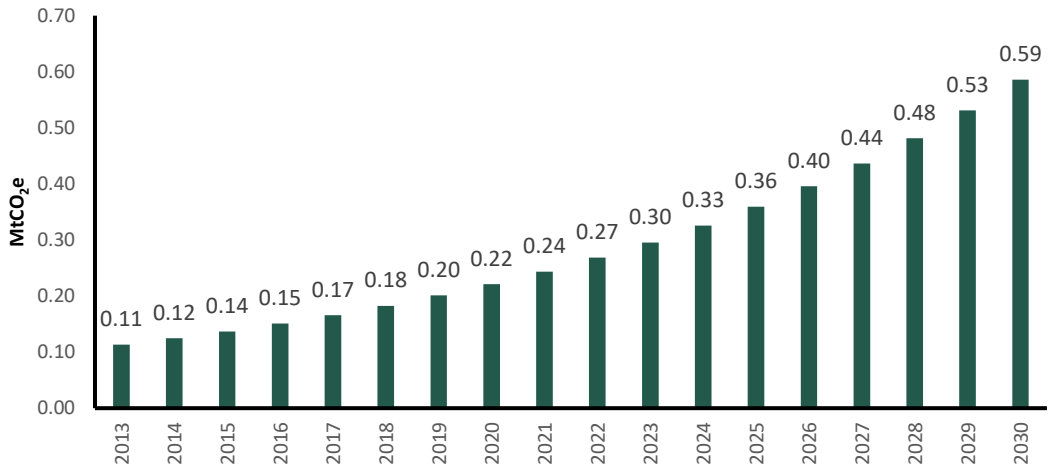
Tabla 99. Proyección de cabezas de mulas y asnos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Mulas	MCabezas	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Asnos	MCabezas	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Mulas	MCabezas	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
Asnos	MCabezas	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0

A los resultados obtenidos de la población, se les aplica el factor de emisión por fermentación entérica en mulas y asnos de 10 kg de CH_4 cabeza^{-1}año^{-1} de ganado para obtener la siguiente trayectoria de emisiones:

Figura 63. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1g: Mulas y asnos".



Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016-2030 elaboración propia

- **Fuente de emisión 3A1h: Porcinos**

Para la construcción de la línea base de los porcinos en México se utilizó como base el documento de SAGARPA, 2006, donde se estima que el inventario total de porcinos incrementará a una TCMA de 1.03%. Con base en dicha tasa se estima la proyección de cabezas de porcinos al 2030 (Tabla 100).

Tabla 100. Proyección de cabezas de porcinos (millones de cabezas).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Porcinos	MCabezas	16	16	16	17	17	17	17	17	17

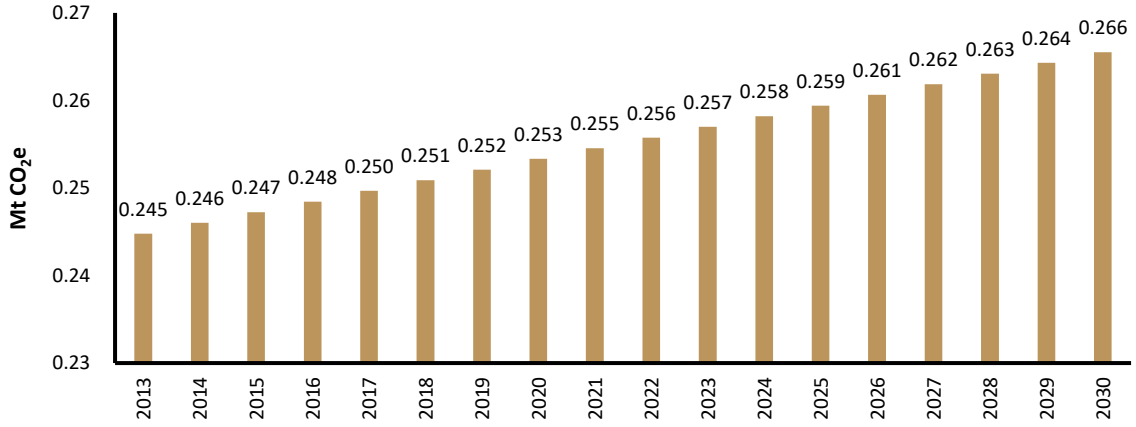
Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Porcinos	MCabezas	18	18	18	18	18	19	19	19	19

A la población se le aplica el factor de emisiones por fermentación entérica en porcinos de acuerdo con la siguiente segmentación:

- **Porcinos granja:** 15 kg de CH_4 cabeza^{-1}año^{-1}
- **Porcinos de producción familiar:** 10 kg de CH_4 cabeza^{-1}año^{-1}

El resultado asociado a la modelación de emisiones en 2030 se presenta en la Figura 64.

Figura 64. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1h: Porcinos".



Fuente: 2013, 2014 y 2015 del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016-2030 elaboración propia

Subcategoría 3A2: Gestión de estiércol

En esta sub-subcategoría se integra la modelación de emisiones asociadas a la gestión del estiércol en las siguientes fuentes de emisión:

- **3A2a:** Bovinos
- **3A2c:** Ovinos
- **3A2d:** Caprinos
- **3A2f:** Caballos
- **3A2g:** Mulas y asnos
- **3A2h:** Porcinos
- **3A2i:** Aves de corral

Para modelar las emisiones de metano derivadas del manejo de excretas, adicional a la proyección de los inventarios de cabezas para cada especie, se modelaron los pesos promedios de venta obteniendo los siguientes resultados:

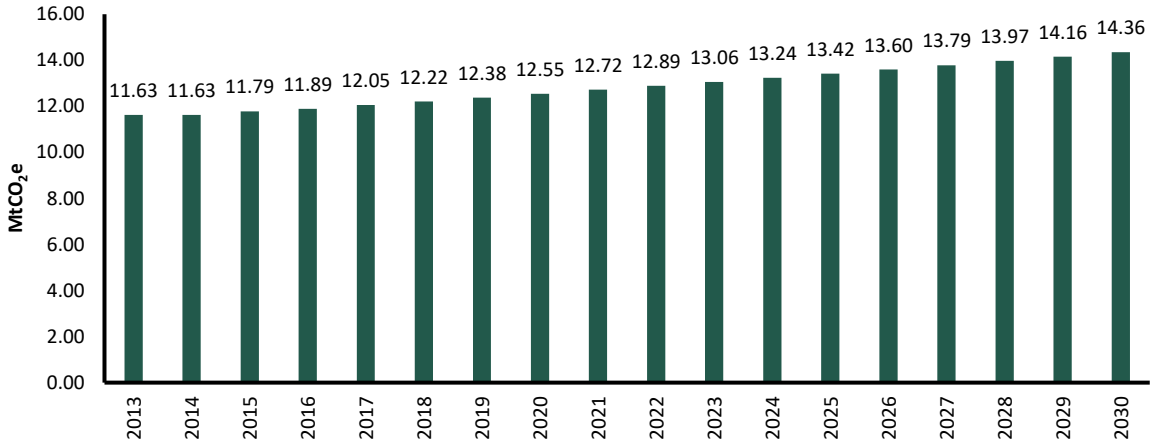
- **Fuente de emisión 3A2a: Bovinos**

Para los bovinos, se estimó el peso promedio de venta de 402 kg en 2015 a 443 kg por cabeza en 2030 de acuerdo con la tasa de crecimiento histórica del incremento de peso y alcanzando un volumen de producción de 136,614 toneladas al final del periodo de estudio.

De acuerdo con las Directrices del IPCC, se consideró un factor de emisión de metano para cada estado con base en la temperatura promedio de cada entidad federativa para el periodo 2013 – 2030, considerando los registros históricos de 1990 a 2015 del Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA, 2015).

Los resultados para la estimación de las emisiones de línea base en el periodo 2013 – 2030, fue el siguiente:

Figura 65. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2a: Bovinos".



- **Fuentes de emisión 3A2c y 3Ad: Ovinos y Caprinos**

En la estimación de la proyección de las emisiones por gestión de estiércol en ovinos y caprinos, se asoció el inventario de cabezas descrito anteriormente para cada especie y los factores de emisión del Volumen 4, Capítulo 10 de las Directrices IPCC 2006 (IPCC, 2006a). Los factores de emisión fueron seleccionados en función de la temperatura promedio por estado proveniente del Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA, 2015), dividido en climas templados o cálidos, obteniendo el siguiente resultado de las emisiones de línea base para estas especies:

Figura 66. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2c: Ovinos".

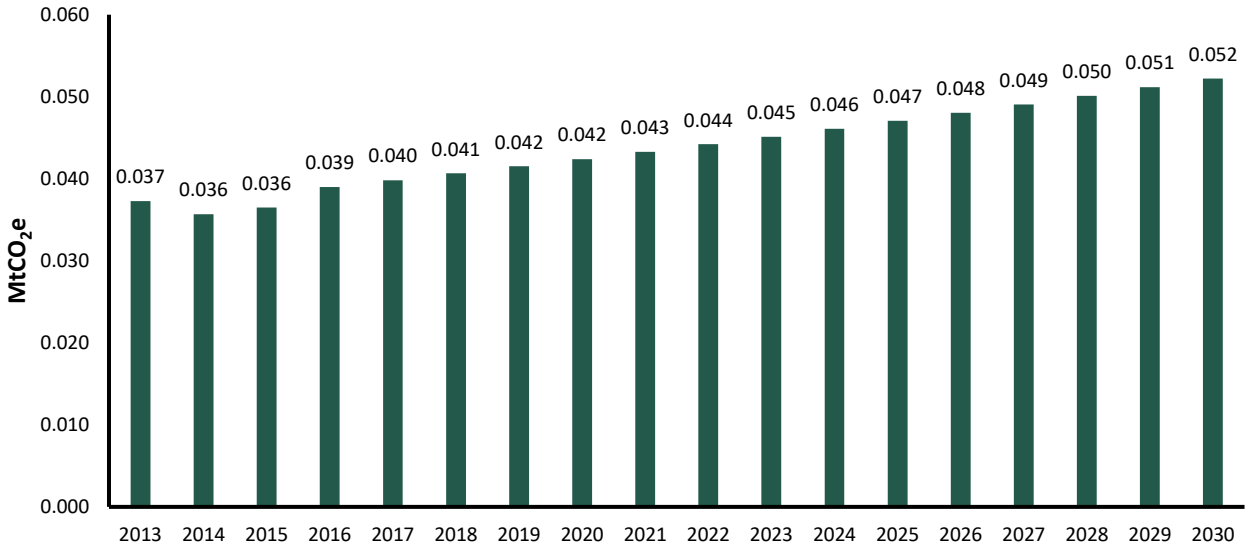
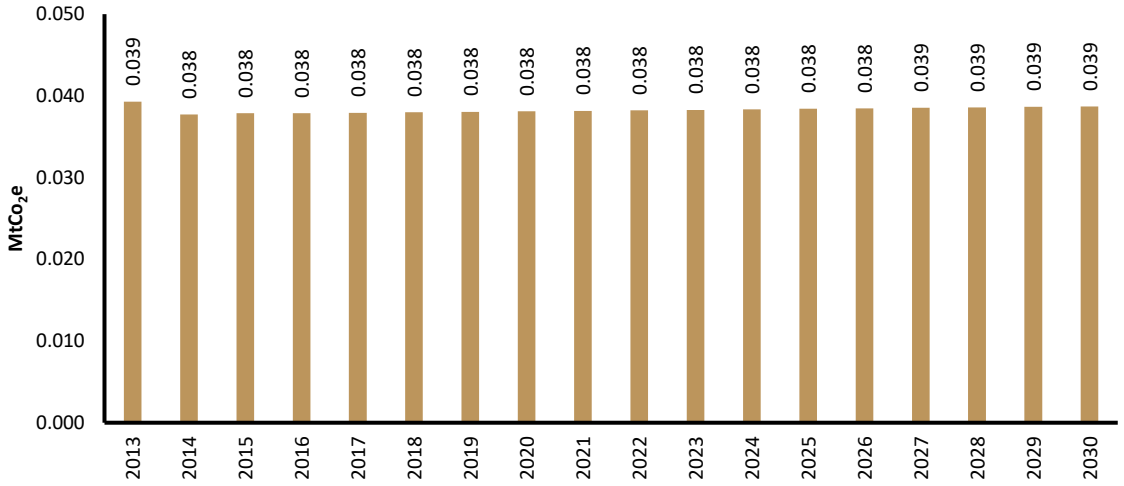


Figura 67. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2d: Caprinos".



- **Fuentes de emisión 3A2f y 3A2g: Caballos y Mulas y asnos**

En estas especies, al igual que en las anteriores, también se han modelado las emisiones a 2030 con factores de emisión en función de la temperatura promedio por estado, obteniendo los siguientes resultados de las emisiones de línea base para estas especies:

Figura 68. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2f: Caballos".

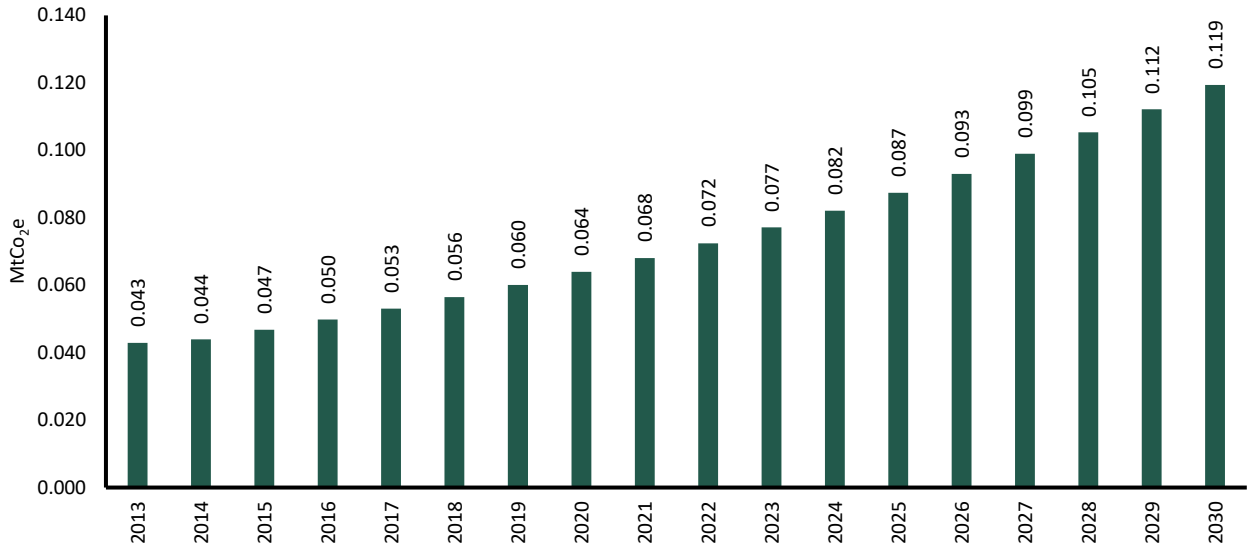
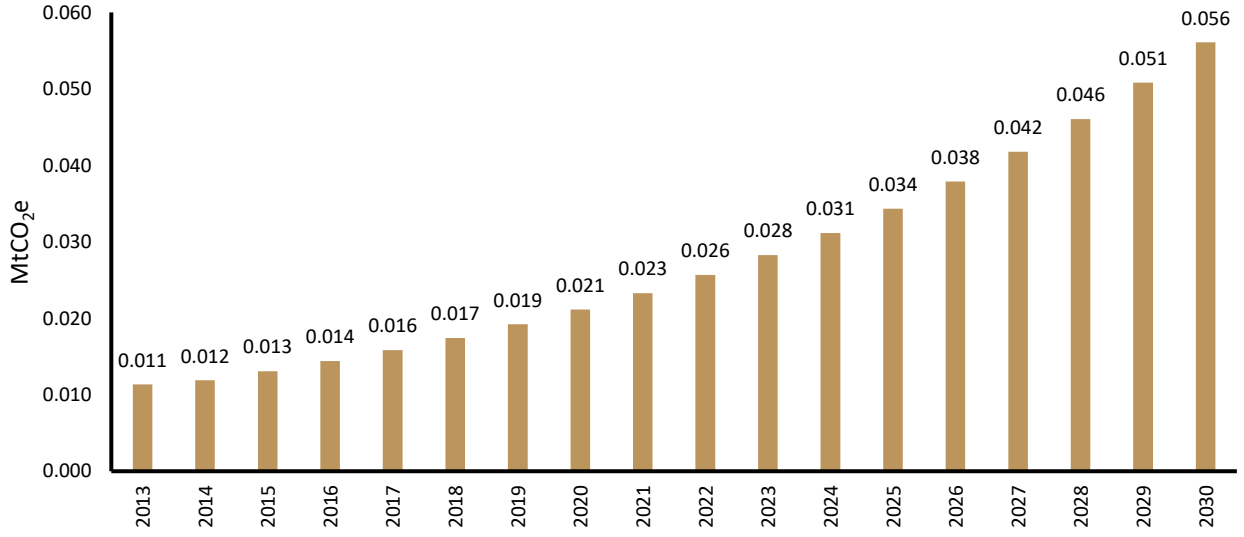


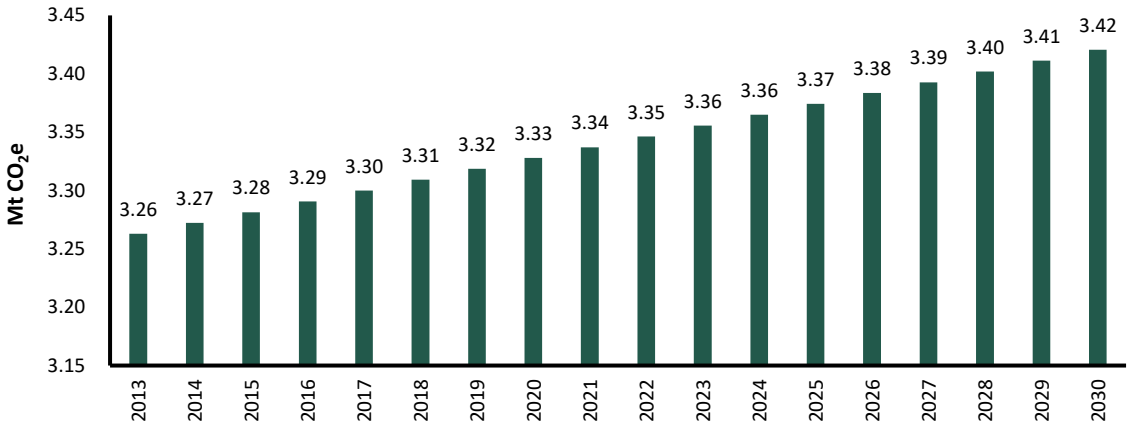
Figura 69. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2g: Mulas y asnos".



- **Fuente de emisión 3A2h: Porcinos**

En el caso de porcinos, además de la población las emisiones se estimaron en función de los pesos, las temperaturas por entidad en (CONAGUA, 2015) y los sistemas de gestión de estiércol, llegando a los siguientes resultados:

Figura 70. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2h: Porcinos".



- **Fuente de emisión 3A2i: Aves de corral**

Para la estimación de emisiones por gestión de estiércol, se utilizó el inventario de cabezas proyectado considerando el histórico proveniente del SIAP (Servicio de información agroalimentaria y pesquera, 2017), dicha proyección se puede observar en la Tabla 101.

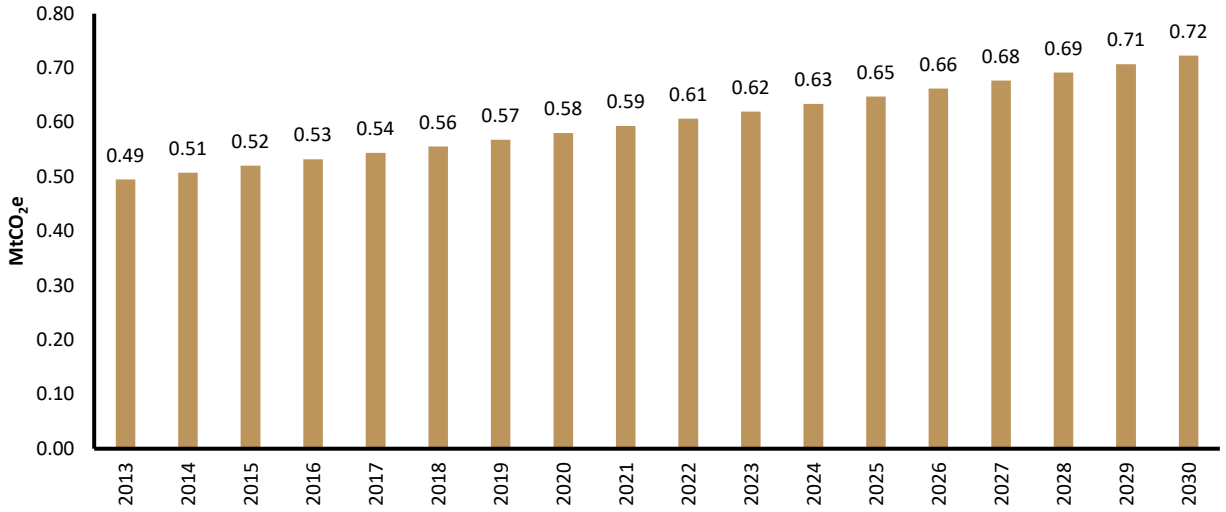
Tabla 101. Proyección de aves de corral (millones de aves).

Especie	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aves carne	Millones aves	333	333	338	343	348	352	357	362	368
Aves huevo	Millones aves	191	193	197	200	204	208	211	215	219
Guajolotes	Millones aves	4	4	5	5	5	5	5	5	5

Especie	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aves carne	Millones aves	373	378	383	389	394	400	406	411	417
Aves huevo	Millones aves	223	227	231	235	240	244	248	253	257
Guajolotes	Millones aves	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Así entonces, a la población se le asignó un factor de emisión construido a partir de las consideraciones descritas en el INEGYCEI (INECC, 2018) y en función de la temperatura promedio por estado, divido en climas templados o cálidos, obteniendo los siguientes resultados:

Figura 71. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A2i: Aves de Corral".



Categoría de emisión 3B: Tierra

Para la presente categoría, los resultados mostrados de la modelación de la trayectoria de emisiones y absorciones de la línea base, han sido obtenidos con el apoyo de la CONAFOR en el marco del estudio denominado "Consultoría para el apoyo al desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de absorción y mitigación de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GyCEI) en el sector de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (USCUSS) en México, como insumo para la Sexta Comunicación Nacional de Cambio Climático" (INECC-PNUD, 2018a).
Con base en lo anterior, se desarrolló Tlali, un modelo de proyección de crecimiento y comportamiento de la actividad del uso del suelo, cuyos resultados dan origen a la línea base de esta categoría, mismos que se describen a continuación.

Las subcategorías incluidas en el modelo de proyección de emisiones son las que define el IPCC:

- **3B1:** Tierras forestales (FL)
- **3B2:** Tierras de cultivo (CL)
- **3B3:** Praderas (GL)
- **3B4:** Humedales (WL)
- **3B5:** Asentamientos (SL)
- **3B6:** Otras tierras (OL)

Con base en lo anterior, los supuestos definidos para el desarrollo del modelo de línea base fueron:

- **Mantener las áreas ajustadas utilizadas en el INEGYCEI para conservar durante la proyección, consistencia con el método de cálculo de emisiones.**
- **Utilizar los datos de áreas mapeadas para desagregar información de superficies agregadas y para la obtención de factores de emisión ponderados a partir de los datos de formaciones vegetales.**
- **Anualizar los datos de superficies de manera que las tendencias y superficies acumuladas puedan ser claramente identificadas.**
- **Usar los datos del INEGYCEI para la serie histórica.**
- **2013 como año para realizar las proyecciones.**
- **Aplicar el periodo de transición por defecto de 20 años a partir del último cruce de cartografías. Es decir, únicamente las transiciones que ocurren a partir de 2011, resultantes del cruce entre la serie V y VI, se mantienen durante 20 años en el uso en transición.**

Por su parte, respecto al alcance del modelo Tlali (Herramienta de estimación de la línea base de las proyecciones del sector USCUSS), dada la interrelación de las variables de actividad en el sector USCUSS, fue necesario desarrollar un modelo holístico que, de manera integrada, cubriera todos los usos del suelo (INECC-PNUD, 2018b).

En resumen, el modelo de línea base parte de la proyección de las superficies de los diferentes usos de suelo y de las conversiones entre ellos, cuyos detalles se describen a continuación:

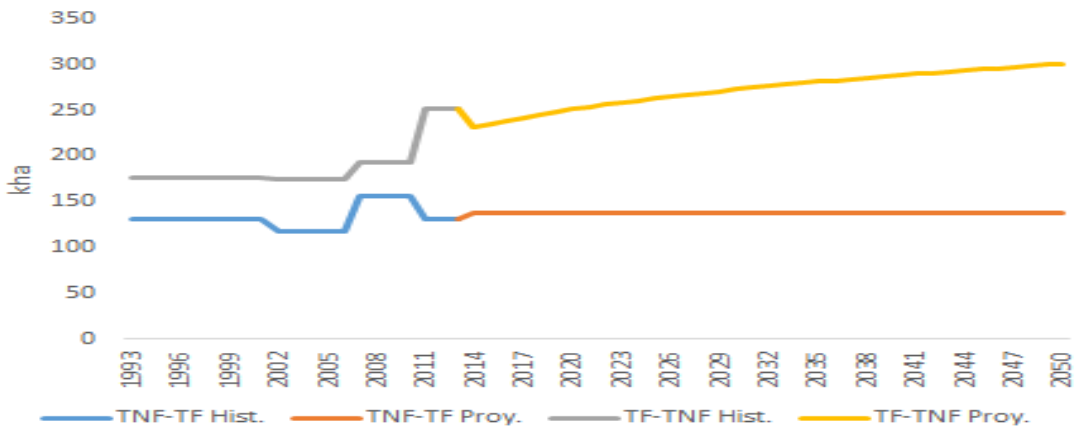
Subcategoría de emisión 3B1: Tierras forestales

En el caso de las tierras forestales, no se dispone de proyecciones directas de este uso o de variables proxi para una sencilla estimación de superficies a futuro. Al respecto, la evolución de las superficies de tierras forestales viene marcada por las superficies de forestación y deforestación. Por ello, tanto por su importancia, como por la necesidad de simplificar el cálculo y transparencia de su estimación, fueron proyectadas en primer lugar la superficie total de deforestación y forestación de manera separada.

Para las proyecciones, fue tomado como punto de partida la información histórica del INEGYCEI de superficie de Tierras Forestales. No se dispone de información extra que permita afinar las proyecciones de este uso, por tanto, la proyección es meramente estadística.

Dado que no se observan tendencias en las conversiones de o hacia tierras forestales en la serie histórica, en este caso se ha asumido una forestación y deforestación constante e igual a la media de los años 2007-2013, que son aquéllos cubiertos por los tres últimos mapas utilizados en el Inventario.

Figura 72. Superficie anual de forestación y deforestación (kha).



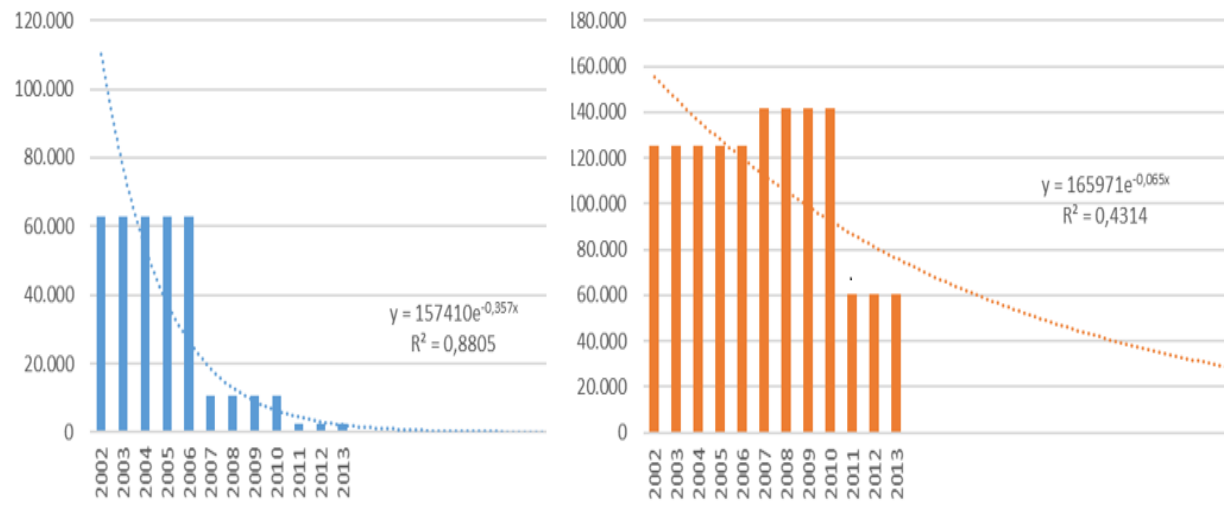
Fuente: (INECC-PNUD, 2018a)

La desagregación de las forestaciones y deforestaciones por su uso de origen y destino se ha realizado utilizando los porcentajes de cambio de cada uno de los usos de la serie histórica para los usos que no disponen ya de información proyectada (tierras de cultivo, praderas y otras tierras). De esta manera, las proyecciones de forestaciones y deforestaciones permiten estimar directamente la superficie total de Tierras Forestales proyectada.

Adicionalmente, se han estimado las proyecciones debidas a la degradación y recuperación de las Tierras Forestales que permanecen. Para ello se han estudiado las tendencias históricas de las degradaciones y recuperaciones.

Nuevamente, no existe una tendencia clara de la serie y el ajuste a una función no es lo suficientemente adecuado. En este caso, dado el comportamiento de la serie y para maximizar la coherencia con las proyecciones de forestación y deforestación se ha optado por tomar el promedio de cambio de los dos últimos periodos inventariados (desde 2007).

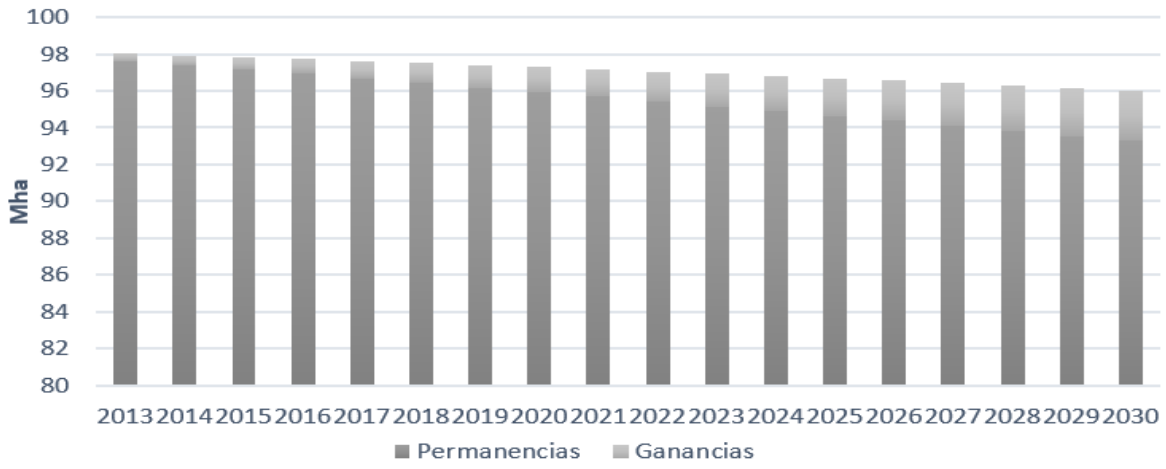
Figura 73. Superficies anuales recuperadas y degradadas (ha).



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a)

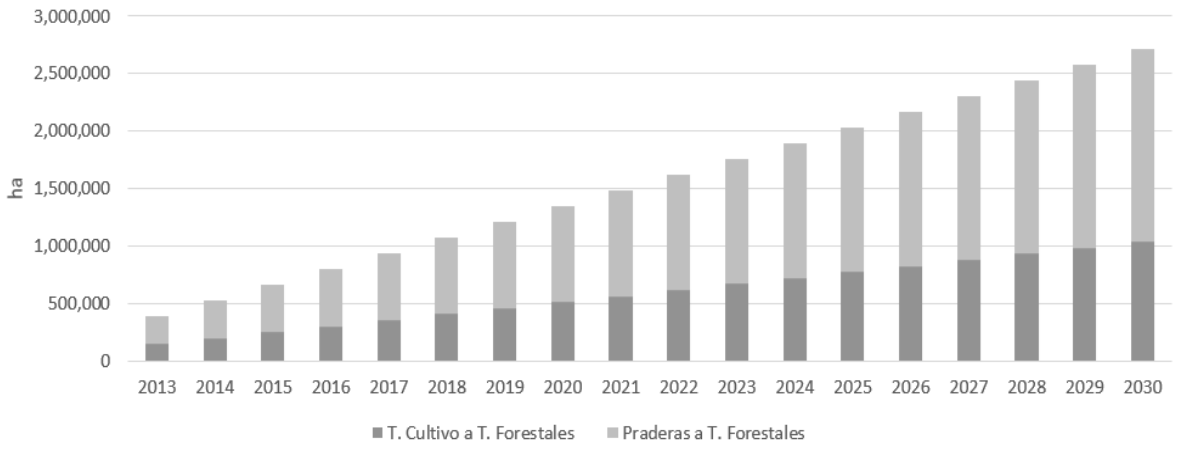
El resultado de las proyecciones de Tierras Forestales puede verse en los siguientes gráficos:

Figura 74. Superficie de bosque 2013 - 2030 (Mha).



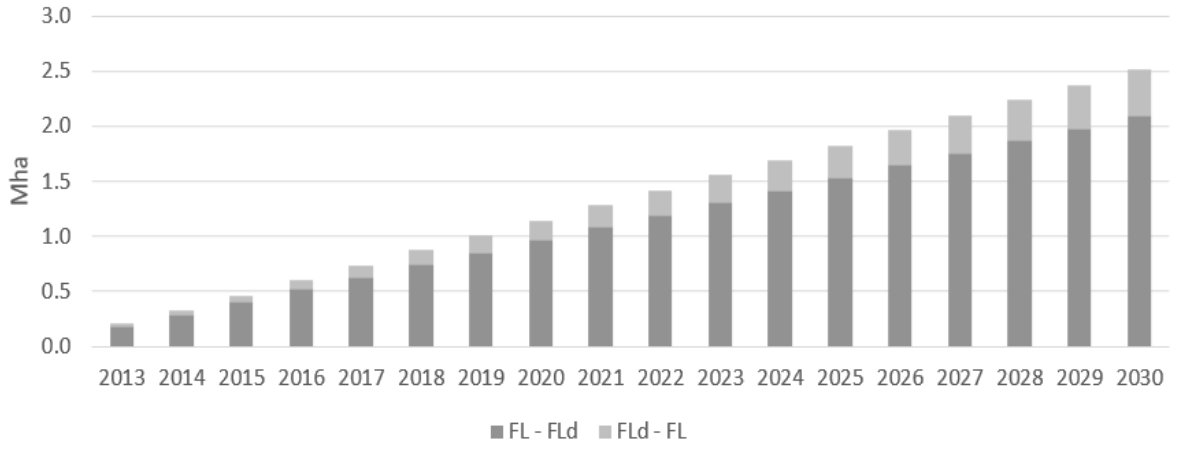
Fuente: (INECC-PNUD, 2018a)

Figura 75. Proyección sobre forestaciones acumuladas (ha).



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Figura 76. Superficie de tierras forestales en recuperación y degradación (Mha).



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Para la proyección de superficies de Tierras Forestales que permanecen, las forestaciones y deforestaciones son clave para la estimación de una buena línea base de emisiones netas del sector USCUSS, ya que suponen la mayor parte de las emisiones y sumideros de este sector.

Subcategoría de emisión 3B2: Tierras de cultivo

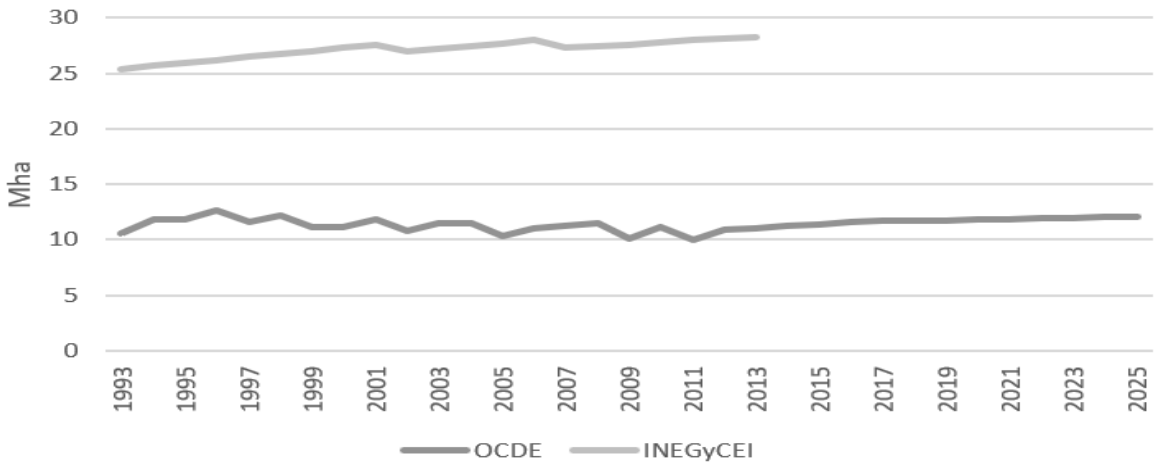
El siguiente uso para estimar sus proyecciones son las tierras de cultivo. Al contrario de los usos anteriores, este uso experimenta ganancias y pérdidas de su superficie por transiciones de y hacia casi todos los demás usos.

La razón de la selección de este uso es nuevamente su interrelación con el ser humano y el beneficio económico que genera. Como fuente de riqueza y de seguridad alimentaria de un país, los cultivos suelen disponer de proyecciones propias no enfocadas al cálculo de emisiones pero que pueden servir como proxi para las proyecciones dentro del sector USCUSS.

Para las proyecciones, se parte de la información histórica del INEGYCEI de superficie de Tierras Agrícolas y de las proyecciones de superficies de cultivos que aporta la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

Las proyecciones de OCDE-FAO sólo cubren los 10 años siguientes a la fecha de publicación, abarcando la última publicación sólo hasta 2025. Asimismo, las proyecciones sólo cubren los siguientes cultivos: trigo, maíz, otros granos, arroz, soja, otras semillas oleaginosas, caña de azúcar, algodón, raíces y tubérculos. Esto supone alrededor de un 40% de la superficie total de cultivos identificada en el INEGYCEI (INECC, 2018).

Figura 77. Superficies de cultivos (Mha).



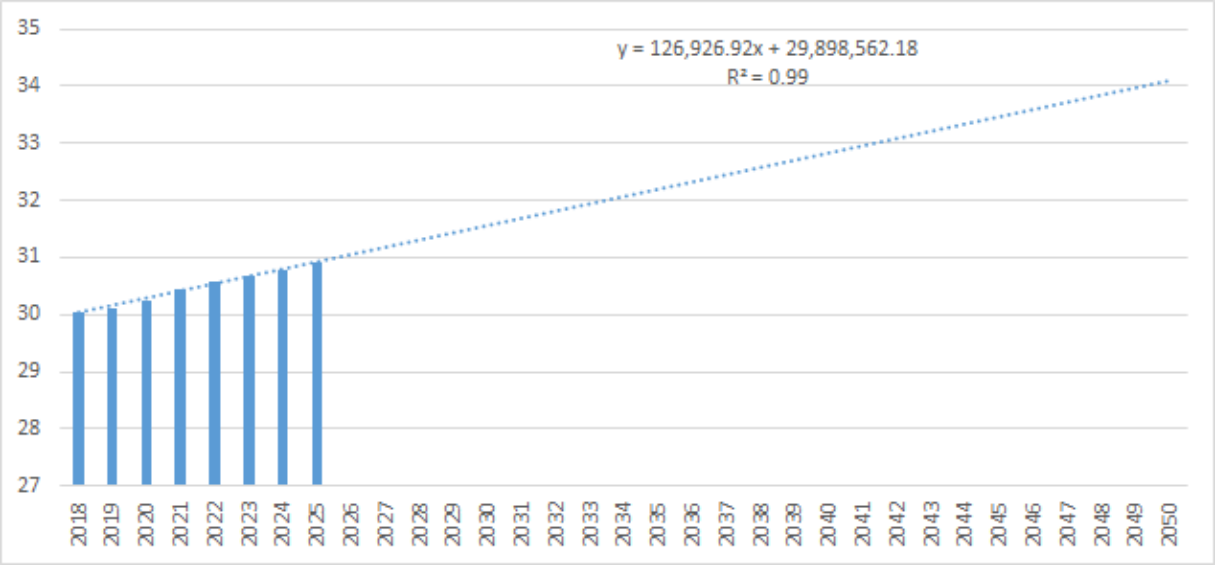
Fuente: (INECC-PNUD, 2018a)

Dado que es la mejor proyección disponible, pese a sus limitaciones, la información de la OCDE ha sido empleada para la proyección de la superficie total de las Tierras de Cultivo. Para ello se ha tomado la tendencia interanual de cambio de la serie de la OCDE y aplicado a los años 2014-2025.

Aunque su efecto es nulo en las proyecciones a 2030, se ha decidido corregir los valores de superficie proyectada de OCDE para los años 2014, 2015 y 2016 por considerarse anómalos, ya que los datos originales muestran un fuerte vaivén de las superficies con respecto al resto de años de la serie.

Los años 2026-2030 han sido proyectados usando un ajuste de la tendencia de los años con datos proyectados.

Figura 78. Proyección sobre superficie total de cultivos (Mha).



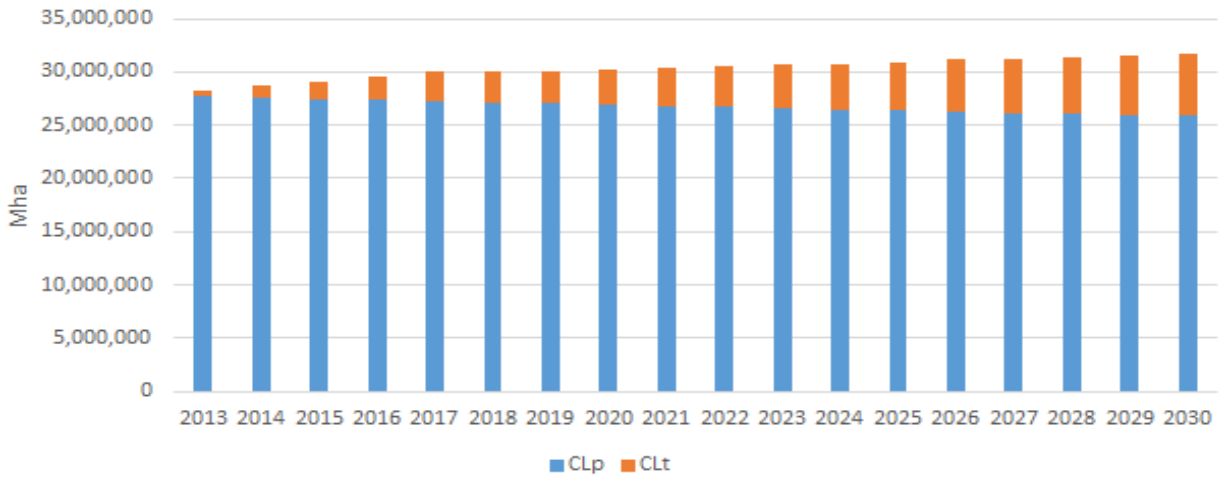
Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

La desagregación de los cambios de uso por su uso de origen y destino se ha realizado de manera separada para ganancias y pérdidas. Dado que las Tierras de Cultivo presentan un incremento en la superficie total a futuro y que las pérdidas de Tierras de Cultivo determinadas por los Usos del Suelo jerárquicamente superiores (FL, SL y WL) suponen una superficie importante, se ha optado por no asociar nuevas pérdidas por el cambio a Pastizales (GL) y Otras Tierras (OL).

Hasta este punto, en la estimación de usos jerárquicos anteriores, se ha estimado la superficie total, las pérdidas en el año y las ganancias (FL, WL y SL a CL). Por tanto, sólo queda por asignar el resto de la ganancia a los dos cambios de uso restantes (GL y OL). Siguiendo el mismo criterio que en otras proyecciones el porcentaje de las ganancias de Tierras de Cultivo provenientes de cada uno de estos dos usos (GL y OL), a falta de mejor información, ha sido estimado tomando la proporción existente en la serie histórica en el último periodo del INEGYCEI.

El resultado de esta proyección es el siguiente:

Figura 79. Superficie de tierras de cultivo (Mha).



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Subcategoría de emisión 3B3: Praderas/Pastizales

Esta subcategoría se caracteriza por lo heterogéneo de su composición y la falta de un valor económico directo o protección de muchas de estas tierras, lo que lo hace objeto de cambios de uso. Esta es una subcategoría sobre la que existe poca información adicional salvo por la parte de pastizales herbáceos que tengan un interés para la ganadería extensiva.

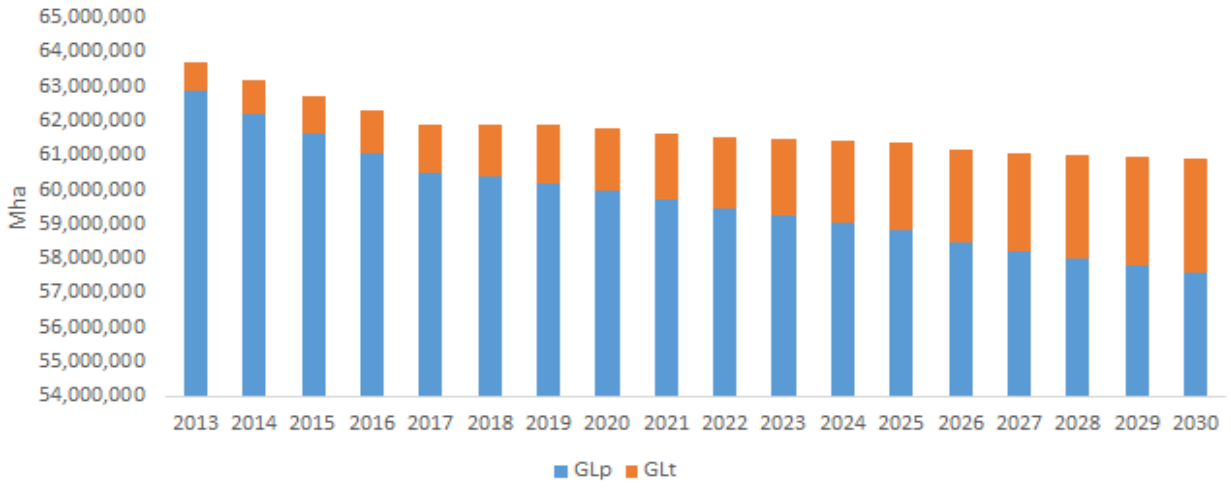
Para las proyecciones, se parte de la información histórica del INEGYCEI de superficie de Pastizales y de las proyecciones de superficies del resto de usos del suelo.

Dado que las Tierras Forestales (FL), Tierras de Cultivo (CL), Asentamientos (SL) y Humedales (WL) tienen un rango jerárquico mayor en la estimación de las superficies proyectadas, las transiciones que impliquen a FL, CL, SL o WL como uso de origen o destino (FL, CL, WL, SL – GL y GL – FL, CL, WL, SL) ya han sido determinadas en la estimación de las proyecciones de estos usos.

La desagregación de los cambios de uso por su uso de origen y destino se ha realizado por separado para las superficies de ganancias y pérdidas. Como se ha explicado en el párrafo anterior la mayor parte de los cambios de uso con origen o destino los pastizales han sido ya fijados en la estimación de las proyecciones de los otros usos del suelo. Por ello, sólo queda por determinar las transferencias entre Pastizales (GL) y Otras Tierras (OL). Dado que no se dispone de información la evolución de esta conversión a futuro, se ha decidido fijar en cero el cambio interanual entre ambos usos (tanto GL – OL como OL – GL).

El resultado final de las proyecciones de este uso es el siguiente:

Figura 80. Superficie total de pastizales (Mha).



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Dada la variabilidad de las tierras incluidas dentro de esta categoría y que algunas no tienen una importancia económica, no existen fuentes claras de información para sus proyecciones. Sin embargo, se podría realizar una mejora de estas a través de información sobre la superficie por cabeza de ganado en pastoreo necesaria para su sustento, así como la proyección de las cabezas de ganado en pastoreo. El análisis de estas dos variables, en conjunto con el stock de pastos, podría determinar un aumento necesario de las praderas para alimentar a los nuevos animales. Sin embargo, esta posible mejora en la estimación no ha sido incorporada en esta versión por la falta de información de base para su inclusión; se buscará la información para mejorar dicha estimación e incorporarla en próximas versiones.

Subcategoría de emisión 3B4: Humedales

El uso del suelo de Humedales (WL), en México está compuesto por tres categorías cartográficas diferenciadas:

- **Acuicultura:** compuesta por las explotaciones de crianza de especies acuáticas.
- **Presas:** compuesta por las láminas de agua permanentes, tanto para su uso energético como para el almacenamiento del agua.
- **H_2O:** compuesta por las superficies de agua naturales (ríos y lagos).

Esta última categoría (H_2O), ha sido excluida del INEGYCEI y tampoco se ha considerado para las proyecciones. Por tanto, en el INEGYCEI, la categoría de humedales incluye las superficies con aprovechamiento acuícola y las presas, pero no se incluyen otras superficies de humedales naturales, como ríos o lagos (que sí se incluirían siguiendo la clasificación de IPCC 2006).

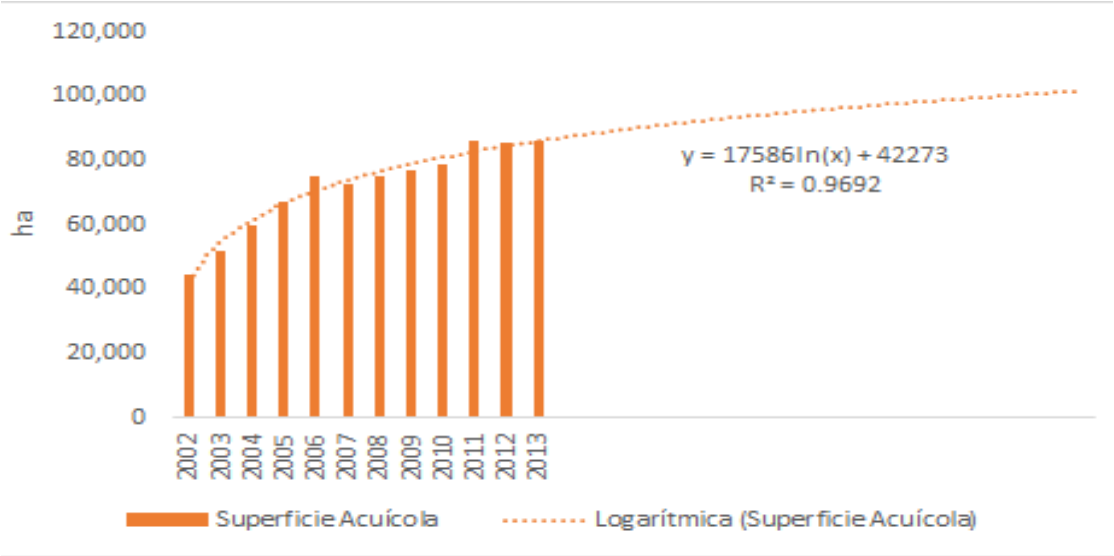
En las Directrices 2006 de IPCC, los humedales se componen de dos tipos de tierras: bonales y tierras inundadas. Las primeras corresponden con áreas parcialmente cubiertas o saturadas de agua, es decir: humedales, zonas pantanosas, turberas, marismas y salinas. Las tierras inundadas se corresponden con los ríos, lagos y pantanos creados por el hombre (presas). La definición de México de Humedales no incluye, además de los ríos y lagos, las tierras de la primera categoría que están integradas dentro de los otros usos del suelo en función de la vegetación existente. Es decir, las formaciones vegetales como los manglares y vegetación hidrófila, por ejemplo, están dentro de la categoría de tierras forestales.

En primer lugar, se ha analizado la distribución entre presas (PRE en las matrices de cambio cartográficas) y acuicultura (ACUI en las matrices de cambio cartográficas) en la superficie total de WL en cada uno de los periodos históricos, partiendo de la información de dichas matrices. Se observa que la proporción de presas es significativamente superior a la de superficie acuícola.

En el caso de las presas, con base en la información actualmente disponible, no se espera la realización de nuevos grandes proyectos de construcción de presas tanto con fines energéticos como para el almacenamiento de agua en el futuro. Por tanto, se ha optado por mantener fija la superficie de presas en el periodo proyectado.

En el caso de las superficies de acuicultura, se ha procedido a ajustar la tendencia del último periodo del INEGYCEI y aplicarla a la proyección de sus superficies. El estudio de la serie histórica de acuicultura muestra una tendencia clara al alza salvo en el año 2013 donde hay una caída del 30% de la superficie acuícola respecto a la información de 2011. Se ha considerado que este es un dato anómalo y, por tanto, no se integra en la estimación de las proyecciones. Esto genera una importante disminución en las superficies entre el año 2013 y 2014, pero permite disponer de una estimación más adecuada para el año 2030.

Figura 81. Superficie acuicultura (ha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

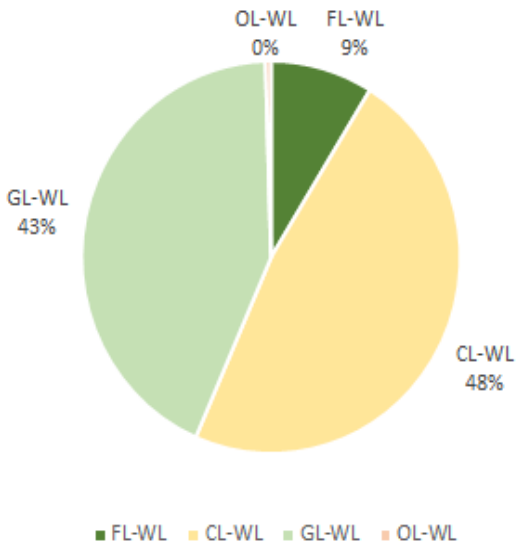
Posteriormente, se ha procedido a estimar las ganancias y pérdidas de este uso de tal manera que sean coherentes con la superficie total estimada y con las estimaciones de la proyección de Asentamientos (SL).

Análogamente al caso de los asentamientos, este uso no registra históricamente importantes pérdidas de superficie. Las pérdidas son del orden de 2 kha por año hasta el último periodo del INEGYCEI donde se registra una importante transferencia de estas tierras a pastizales (6.33 kha anuales).

Se considera poco probable la pérdida de superficie de tierras inundadas, aunque existen casos históricos de cierre de una presa y recuperación de las áreas anteriormente inundadas. Asimismo, las superficies de acuicultura tienen un aprovechamiento económico directo. Por tanto, en línea con los registros históricos, no se consideran pérdidas de superficie de este uso del suelo en las proyecciones, salvo una pequeña transferencia al uso de Asentamientos.

Respecto a las ganancias, estás estarían ligadas a la acción humana a través de la creación de nuevas presas o zonas de acuicultura. Históricamente, la superficie de ganancias anuales de esta categoría ha sufrido grandes variaciones, no existiendo una tendencia clara. Asimismo, el uso de suelo de origen de las ganancias (exceptuando las provenientes de SL ya estimadas) es variado siendo los principales orígenes las Tierras de Cultivo (CL), Pastizales (GL) y Otras Tierras (OL). La superficie de ganancias se ha estimado como la diferencia entre la superficie total y las pérdidas de este uso. Para su desagregación a falta de una información mejor, se ha tomado la distribución de ganancias del periodo 2007-2013 que se presenta en el gráfico siguiente:

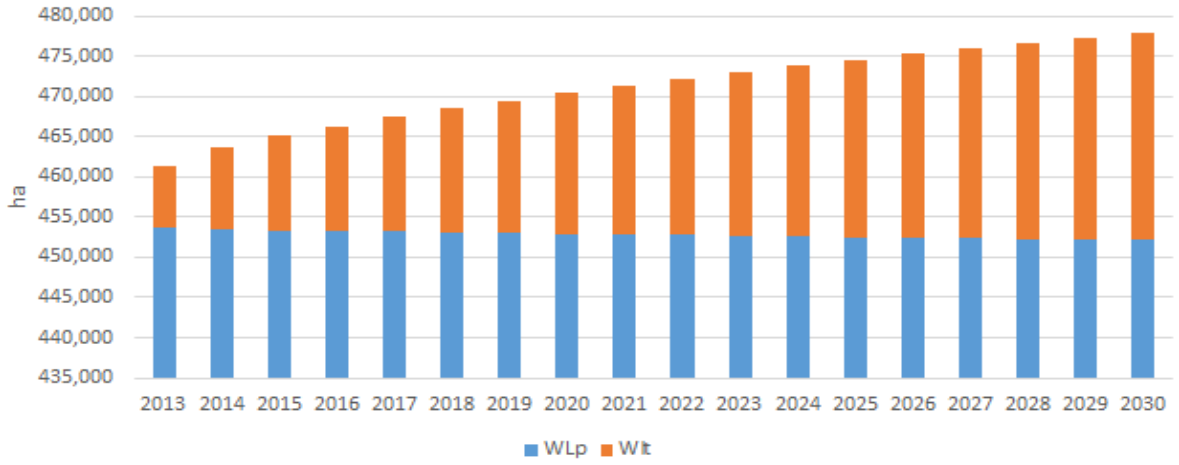
Figura 82. Distribución proyectada de ganancias (%)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Finalmente, el resultado de estas proyecciones de superficie se muestra en la siguiente figura:

Figura 83. Superficie proyectada de humedales (ha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Subcategoría de emisión 3B5: Asentamientos

El uso del suelo Asentamientos (SL), posee dos cualidades principales:

- **Que no suele perder superficie, así que todo aumento de la superficie total es un aumento directo de las entradas, no un balance entre entradas y salidas.**

- **Es un uso muy ligado a la actividad humana y, por tanto, a la actividad económica. Esto implica que se dispone de buenas proyecciones para parámetros que pueden servir como drivers de este uso.**

Una primera aproximación a la proyección se ha basado en la relación entre población y superficie de asentamientos. Se puede calcular el ratio población versus área en el uso de SL (población/área).

Para obtener la superficie proyectada se multiplica este ratio por las proyecciones de población.

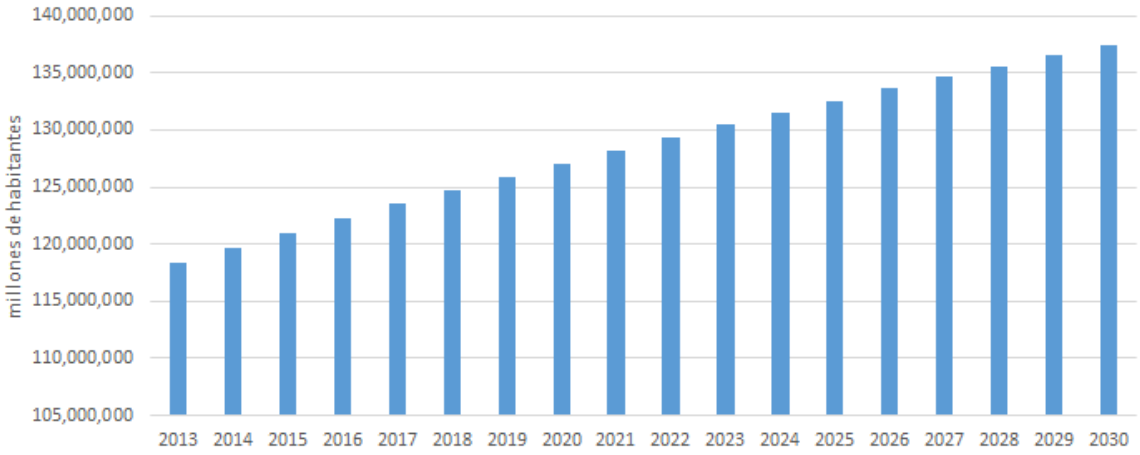
La población, principal motor de la evolución de la superficie de asentamientos, cuenta con prospecciones de población de fuentes nacionales (CONAPO, Consejo Nacional de Población) e internacionales (Banco Mundial).

Las series de CONAPO y Banco Mundial muestran discrepancias menores en los años comunes 2014-2030 (menos del 5% para todos los años comparados) en la población proyectada.

En el modelo de línea base desarrollado, se ha optado por usar los datos de CONAPO dado que es una fuente oficial nacional y cubre todo el periodo histórico y proyectado, 1990-2030. Cabe destacar que, dado que las proyecciones de población son usadas en otros sectores, es necesario mantener la coherencia y usar el mismo conjunto de proyecciones de población para las estimaciones de todos los sectores del INEGYCEI y proyecciones.

En el caso de las proyecciones del CONAPO, la tendencia es a un aumento paulatino de la población mexicana hasta 2030 según los últimos datos publicados.

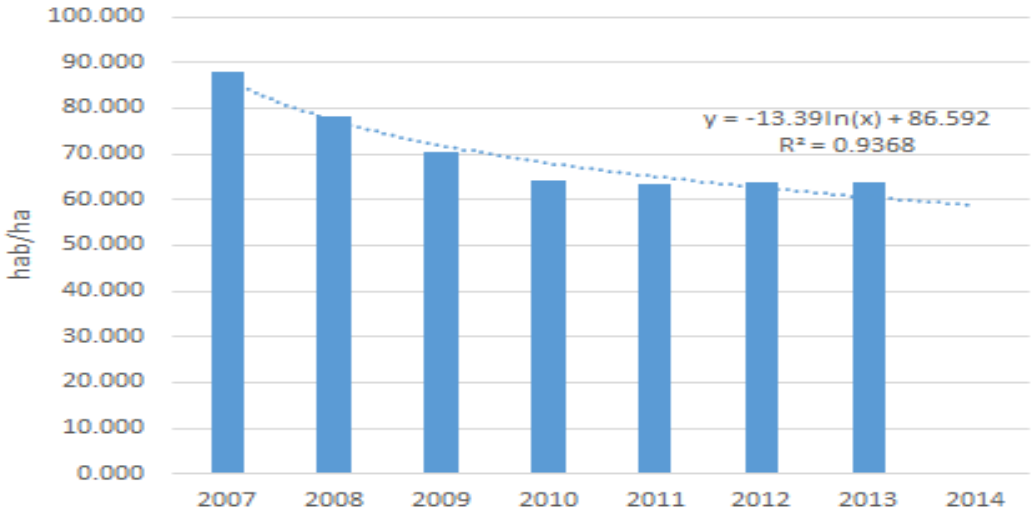
Figura 84. Proyección sobre población de México (millones de habitantes)



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAPO

En el modelo de línea base, se ha analizado la evolución de la densidad de población (habitantes/ha) en los años de la serie histórica con base en la superficie total de asentamientos y en las proyecciones de población de CONAPO. Vista la tendencia, se ha proyectado la densidad a futuro, y con ello la superficie de asentamientos.

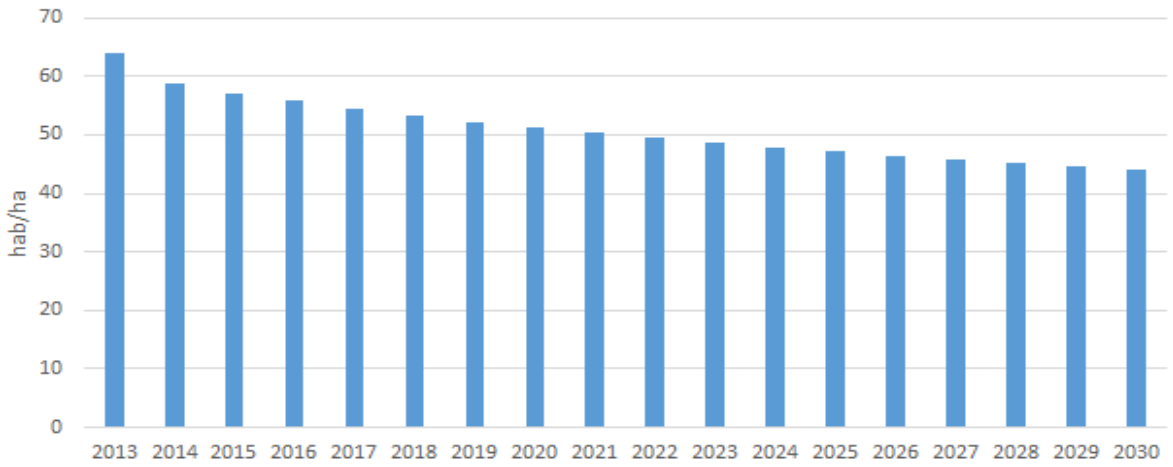
Figura 85. Ratio población por superficie de asentamientos (hab/ha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Para estimar el ratio población/superficie hasta 2050, se han ajustado con una regresión logarítmica los ratios históricos de 2007 a 2013 (R2 = 0.94) y se ha aplicado a la serie 2014-2050.

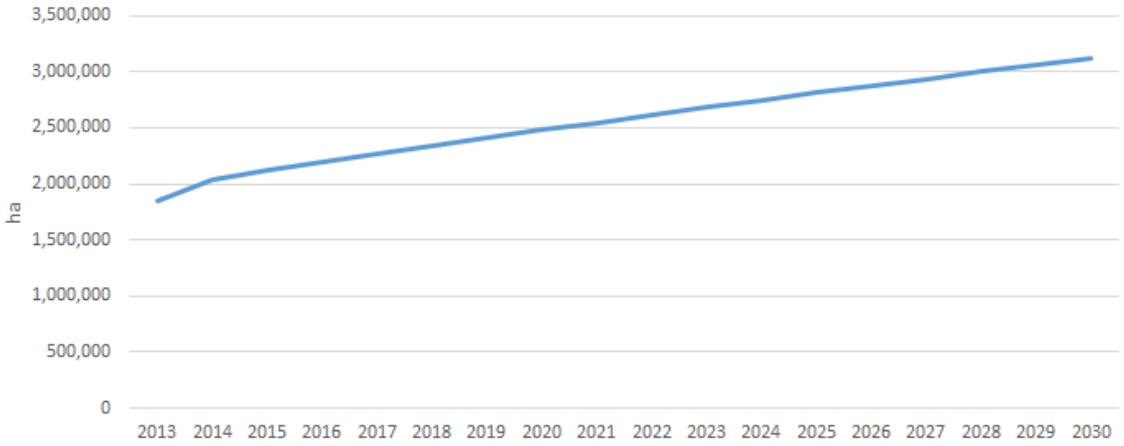
Figura 86. Proyección de la relación población – superficie (hab/ha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Con este ratio proyectado y las proyecciones de población se ha estimado la superficie total de asentamientos en 2050.

Figura 87. Superficie total de asentamientos proyectada (ha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Lo anterior constituye una versión sencilla de estimación de este uso. Sin embargo, existen posibilidades de mejora entre las que destaca la diferenciación entre sistemas urbanos y rurales, el poder económico de las familias, el stock de vivienda en México y los flujos de migración interna y entre regiones. En función de la disponibilidad de información adicional sobre estos drivers se podría realizar una estimación más precisa de la superficie de este uso.

De cara a la desagregación de la superficie total entre ganancias y pérdidas, así como por uso del suelo de origen o destino, se han usado los siguientes supuestos:

- **A partir de 2013 no se producen nuevas pérdidas de superficie de asentamientos. Esto se debe a que las pérdidas de asentamientos son, en general, muy poco frecuentes.**
- **Las ganancias de superficie de asentamientos siguen la misma distribución en su uso de origen que el promedio de las ganancias en el periodo 2007 a 2013.**

Subcategoría de emisión 3B6: Otras tierras

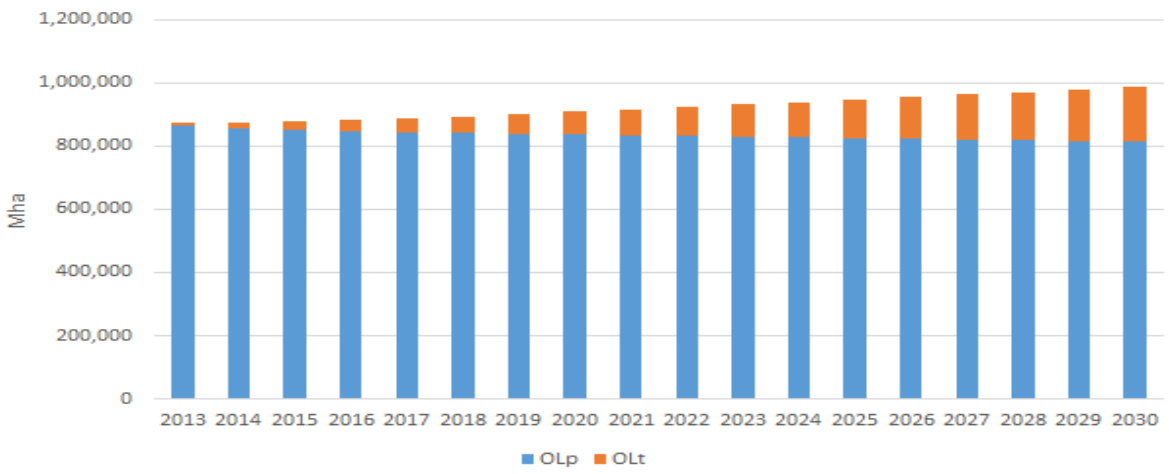
La superficie de Otras Tierras en el INEGYCEI no es muy elevada (menor de 1 Mha), lo que dificulta que pueda ser por sí mismo el uso que sirva para cuadrar la superficie total. Adicionalmente, este es un uso que debería componerse de tierras yermas, no aptas para su empleo en otros usos del suelo salvo, quizás, Asentamientos y Tierras inundadas. Sin embargo, históricamente, se recogen en el INEGYCEI transiciones hacia y desde este uso del suelo.

Para las proyecciones, se parte de la información histórica del INEGYCEI de superficie de Otras Tierras y de las proyecciones de superficies del resto de usos del suelo.
Dado que el resto de los usos del suelo (FL, CL, GL, WL y SL) tienen un rango jerárquico mayor en la estimación de las superficies proyectadas, las transiciones que los impliquen ya han sido determinadas en la estimación de las proyecciones de estos usos. Por tanto, las proyecciones de Otras Tierras han sido ya determinadas en las anteriores estimaciones.

No se han identificado posibles fuentes de información que supongan una mejora en las proyecciones de este uso.

El resultado de las proyecciones de las superficies de este uso es el siguiente:

Figura 88. Proyección sobre superficie de otras tierras (Mha)



Fuente: (INECC-PNUD, 2018a).

Proyección de los parámetros metodológicos y factores de emisión

Una vez que se dispone de las proyecciones de las variables de actividad (superficies) hay que valorar el desarrollo futuro de los parámetros y factores de emisión utilizados en el cálculo de las emisiones y absorciones.

Estos parámetros pueden ser de dos tipos:

- **Fijos:** No sufren variaciones a lo largo de la serie. Entre ellos se encuentran los valores por defecto de las Guías de IPCC y los valores que se han obtenido de una única medición o la comparación de la variación entre únicamente dos mediciones.
- **Variables:** El parámetro sufre variaciones en su valor a lo largo de la serie. Esto se debe a la existencia de mediciones repetidas en distintos momentos del periodo inventariado.

Para lograr la consistencia con las estimaciones del INEGYCEI se debe emplear la misma metodología en la estimación de las proyecciones de emisiones y absorciones. Esto implica mantener el valor de los parámetros fijos y modificar el valor de las variables acorde con el desarrollo esperado de los mismos.

Factores de emisión del INEGYCEI

En el INEGYCEI se emplean los siguientes factores de emisión:

Tabla 102. Stocks de carbono en los depósitos por tipo de formación (t C/ha).

Tipo de Vegetación Nacional	Clave de Vegetación	Tiempo 1			Tiempo 2			Madera Muerta y Detritus
		Biomasa Aérea	Biomasa Subterránea	Total Biomasa	Biomasa Aérea	Biomasa Subterránea	Total Biomasa	
Bosque Cultivado	BC	35.97	8.64	44.61	46.03	11.09	57.12	4.08
Bosque de Coníferas Primario	BCO/P	30.96	7.42	38.39	32.85	7.86	40.71	4.48
Bosque de Encino Primario	BE/P	18.66	4.69	23.34	20.10	5.04	25.14	2.84
Bosque Mesófilo de Montana Primario	BM/P	36.52	8.59	45.12	45.31	10.65	55.95	8.62
Especial Otros Tipos Leñoso Primario	EOTL/P	7.75	1.98	9.73	8.53	2.17	10.70	1.75
Matorral Xerófilo Leñoso Primario	MXL/P	1.86	0.54	2.40	2.02	0.59	2.60	0.95
Selva Caducifolia Primario	SC/P	10.62	2.88	13.50	11.77	3.18	14.94	2.61
Selva Perennifolia Primario	SP/P	31.17	7.81	38.98	34.90	8.70	43.60	8.91
Selva Subcaducifolia Primario	SSC/P	21.31	5.48	26.79	25.85	6.61	32.46	5.04
Vegetación Hidrófila Leñoso Primario	VHL/P	12.72	3.27	15.99	15.50	3.97	19.46	3.01
Bosque de Coníferas Secundario	BCO/S	19.40	4.77	24.17	21.75	5.33	27.08	3.54
Bosque de Encino Secundario	BE/S	12.72	3.25	15.97	14.67	3.73	18.40	2.33
Bosque Mesófilo de Montana Secundario	BM/S	16.53	4.05	20.57	21.01	5.07	26.08	6.34

Especial Otros Tipos Leñoso Secundario	EOTL/S	5.33	1.46	6.79	6.30	1.71	8.02	1.79
Matorral Xerófilo Leñoso Secundario	MXL/S	1.39	0.40	1.79	1.59	0.45	2.04	1.07
Selva Caducifolia Secundario	SC/S	7.17	1.98	9.15	8.93	2.44	11.37	2.09
Selva Perennifolia Secundario	SP/S	14.28	3.68	17.95	15.42	3.97	19.39	5.22
Selva Subcaducifolia Secundario	SSC/S	11.28	2.99	14.27	14.53	3.83	18.36	4.02
Vegetación Hidrófila Leñoso Secundario	VHL/S	7.07	1.90	8.97	12.44	3.25	15.69	2.52
Especial Otros Tipos No Leñoso Primario	EOTnL/P	2.49	0.67	3.16	1.81	0.51	2.31	0.72
Especial Otros Tipos No Leñoso Secundario	EOTnL/S							0.00
Matorral Xerófilo No Leñoso Primario	MXnL/P	0.28	0.08	0.36	0.29	0.09	0.38	0.40
Matorral Xerófilo No Leñoso Secundario	MXnL/S	0.38	0.11	0.49	0.22	0.06	0.28	0.48
Pastizal	P	5.00	1.29	6.29	6.68	1.73	8.41	1.74
Vegetación Hidrófila No Leñoso Primario	VHnL/P	1.79	0.47	2.26	2.35	0.62	2.97	1.61
Vegetación Hidrófila No Leñoso Secundario	VHnL/S	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990 – 2015. INECC, 2018.

Tabla 103. Variaciones del stock de carbono del depósito de biomasa viva en las permanencias por tipo de formación (t C/ha).

Tipo de Vegetación Nacional	Clave de Vegetación	Biomasa Aérea	Biomasa Subterránea	Total Biomasa
Bosque Cultivado	BC	1.64	0.40	2.04
Bosque de Coníferas Primario	BCO/P	0.41	0.09	0.50
Bosque de Encino Primario	BE/P	0.24	0.06	0.30
Bosque Mesófilo de Montana Primario	BM/P	1.23	0.29	1.52
Especial Otros Tipos Leñoso Primario	EOTL/P	-0.35	-0.08	-0.43
Matorral Xerófilo Leñoso Primario	MXL/P	0.04	0.01	0.05
Selva Caducifolia Primario	SC/P	0.26	0.07	0.33
Selva Perennifolia Primario	SP/P	0.56	0.14	0.70
Selva Subcaducifolia Primario	SSC/P	0.87	0.22	1.09
Vegetación Hidrófila Leñoso Primario	VHL/P	0.82	0.20	1.02
Bosque de Coníferas Secundario	BCO/S	0.30	0.07	0.38
Bosque de Encino Secundario	BE/S	0.29	0.07	0.36
Bosque Mesófilo de Montana Secundario	BM/S	0.52	0.12	0.63
Especial Otros Tipos Leñoso Secundario	EOTL/S	0.08	0.02	0.10
Matorral Xerófilo Leñoso Secundario	MXL/S	0.03	0.01	0.04
Selva Caducifolia Secundario	SC/S	0.33	0.09	0.42
Selva Perennifolia Secundario	SP/S	0.32	0.08	0.40
Selva Subcaducifolia Secundario	SSC/S	0.57	0.15	0.72
Vegetación Hidrófila Leñoso Secundario	VHL/S	1.15	0.28	1.43
Especial Otros Tipos No Leñoso Primario	EOTnL/P	-0.12	-0.03	-0.14
Especial Otros Tipos No Leñoso Secundario	EOTnL/S			0.00
Matorral Xerófilo No Leñoso Primario	MXnL/P	0.01	0.00	0.01
Matorral Xerófilo No Leñoso Secundario	MXnL/S	-0.03	-0.01	-0.04
Pastizal	P	0.12	0.03	0.16
Vegetación Hidrófila No Leñoso Primario	VHnL/P	0.00	0.00	0.00
Vegetación Hidrófila No Leñoso Secundario	VHnL/S			

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990 – 2015. INECC, 2018.

Para el resto de los usos del suelo (CL, WL, SL y OL) se asume como cero el valor de todos los depósitos y, como tal, se aplica en las estimaciones.

Como puede observarse, sólo el depósito de stock de biomasa viva cuenta con dos mediciones, siendo el resto de los parámetros fijos para toda la serie inventariada. Si un parámetro no tiene variación durante la serie inventariada, no tiene mucho sentido modificarlo en las proyecciones, lo que supondría posiblemente el uso de una metodología más refinada. Sin embargo, en el caso en que se considere que un parámetro puede sufrir grandes cambios en el futuro, se debería valorar la mejora de las estimaciones dentro del INEGYCEI de tal manera que pueda recoger esa variabilidad y, posteriormente, aplicar estos cambios en la estimación de las proyecciones.

Por tanto, el único parámetro que requiere una estimación compleja de su futuro comportamiento es la biomasa de las Tierras Forestales que permanecen.

Dado que el stock de C de biomasa viva de las Tierras Forestales y Pastizales es variable a lo largo de la serie del Inventario se ha procedido a estimar su proyección. Para ello, a falta de mejor información, se ha considerado que el valor en el Tiempo 1 se corresponde con 1993 y el valor en Tiempo 2 se corresponde con 2013. Se ha tomado este supuesto de manera conservadora ya que es el que aporta un menor crecimiento anual del stock. A partir de esta información, se estima para cada formación vegetal el valor de incremento anual y se aplica a los años de la serie proyectada.

Dado que la estimación de las proyecciones de superficies a 2050 se realiza a nivel de uso de suelo, es necesario obtener parámetros por uso de suelo en lugar de por tipo de formación vegetal. Para ello, se han ponderado los parámetros de cada formación vegetal por la superficie de cada formación del último periodo del INEGYCEI, obteniéndose los parámetros por uso del suelo.

Asimismo, para los parámetros de biomasa de la recuperación y degradación de Tierras forestales se han tomado los valores del último periodo considerado como base para la serie proyectada. Análogamente, los valores de cambio del stock de Carbono Orgánico de los Suelos debidos a las deforestaciones y pérdidas de praderas se han tomado del último periodo considerado como base para la serie proyectada.

En la actual versión de la herramienta no se incluyen las estimaciones debidas a los incendios, que serán incorporadas en futuras versiones de esta.

Finalmente, es importante hacer una consideración con respecto al incremento anual de biomasa en las permanencias. Para este parámetro, en el INEGYCEI, sólo se dispone de un valor y este ha sido aplicado, de manera preliminar, a todos los años de la serie proyectada. Sin embargo, se debe de tener en cuenta, como ocurría con los stocks de biomasa viva, que un incremento anual continuado de 0.39 t C/ha y año supone un incremento acumulado en 2050 muy elevado (0.39 x (2050 – 1993) = 22.23 t C/ha). Adicionalmente, esta variación de stock supone, con diferencia, el mayor sumidero de USCUSS. Por tanto, se plantea que este valor debe ser estudiado con los expertos nacionales para fijar un límite máximo de stock de biomasa (asíntota).

Propuesta de modelo de estimación de la proyección de la biomasa de las Tierras Forestales y Pastizales

En la estimación actual de proyecciones, se replica el incremento medio anual de biomasa basándose en la información del Tiempo 1 y 2. Sin embargo, esto supone un incremento continuado y sin límite de las existencias de carbono en los bosques mexicanos. Siguiendo este supuesto en 2050 los bosques mexicanos tendrían en media un 30% más de contenido de biomasa por superficie que tenían en 1990. Por el contrario, algunas formaciones boscosas, como el Matorral Xerófilo No Leñoso Secundario, tendrían un valor negativo de biomasa por superficie a partir de 2040.

El crecimiento de la biomasa por hectárea de los bosques mexicanos no puede ser ilimitado ya que una serie de variables (e.g. pluviosidad, riqueza del suelo, tamaño máximo de la especie, etc.) crea un límite máximo o asíntota para su crecimiento.

Por tanto, para estimar las proyecciones de esta variable se debería desarrollar un procedimiento más complejo. Los resultados de este procedimiento serán la base para el cálculo de las variaciones de la biomasa en las forestaciones, deforestaciones y en las Tierras Forestales que permanecen. Por tanto, su impacto en la estimación de las emisiones y absorciones proyectadas será muy importante.

Dado que el carbono contenido en el resto de los depósitos de las Tierras forestales es fijo para toda la serie del INEGYCEI, no se plantea un modelo holístico que tenga en cuenta las interacciones entre los distintos depósitos de carbono del bosque, pese a que estas interacciones existen. Por tanto, el modelo que se plantea se centra exclusivamente en la biomasa viva de las Tierras Forestales.

El procedimiento actual de estimación de las variaciones del depósito de biomasa viva en las Tierras Forestales del INEGYCEI se basa en el método de CSC (carbon stock change) de IPCC. Este método compara los stocks de carbono en dos momentos del tiempo a partir de mediciones directas realizadas en los Tiempos 1 y 2. Al ser mediciones repetidas en el tiempo de las mismas parcelas, el error de este método sólo se debe a los errores de medición, que no se suponen muy elevados.

Sin embargo, el método de CSC estima un crecimiento/disminución neta del depósito sin aportar ninguna información extra sobre las causas de esa variación.

Las Directrices 2006 de IPCC presentan otro método para la estimación de las variaciones de los depósitos conocido como Gain-Loss method. En este método se estima un crecimiento potencial y unas pérdidas que han reducido ese crecimiento, motivadas por plagas, quemas, talas. Este método tiene una incertidumbre en sus estimaciones muy superior, ya que el crecimiento potencial depende de múltiples variables y, normalmente, no existen estadísticas suficientemente detalladas sobre el efecto en el crecimiento de los factores reductores del mismo. Sin embargo, aporta información directa sobre las causas (drivers) de la variación del stock de C del depósito.

El modelo que se propone desarrollar para las proyecciones parte de la estimación del método de CSC del INEGYCEI, pero le aplica el efecto de los drivers de cambio, obteniéndose un modelo mixto de estimación.

Antes de comenzar, cabe destacar que el desarrollo del modelo dependerá en gran medida de la información disponible y los resultados que arroje la misma. Por tanto, en este apartado se esbozarán los puntos para tener en cuenta, pero su integración en el sistema queda supeditada a la información que arrojen los mismos.

Una primera aproximación se podría basar en el argumento de que el crecimiento de los árboles y masas arbóreas tiene una asíntota superior. Es decir, alcanzado un nivel de madurez, el crecimiento, que sigue existiendo, es muy reducido en comparación con etapas anteriores. Dado que las masas arbóreas mexicanas están creciendo en biomasa por hectárea se podría fijar un límite máximo de crecimiento que impidiera situaciones como las que se registran actualmente en las proyecciones.

Este límite podría obtenerse a distintos niveles de resolución que implicarían una mayor complejidad, pero una mejor aproximación. El nivel más sencillo correspondería a un juicio de experto sobre el nivel máximo de la media de biomasa por hectárea de los bosques mexicanos por tipo de formación vegetal. Dada la heterogeneidad de las condiciones de estas masas y su distinto estado de desarrollo, este juicio de experto conllevaría una gran incertidumbre.

El procedimiento se podría refinar desagregando los niveles máximos por región. Para obtener esta información se podrían valorar dos opciones: un juicio de experto como en el caso anterior o un estudio del contenido de biomasa de las parcelas del Inventario Forestal que muestre una mayor madurez.

Es decir, se podrían analizar las parcelas que no han experimentado casi ningún crecimiento en el periodo de las mediciones y a través de ellas estimar un nivel de biomasa en la madurez. Este valor de biomasa en la madurez se podría aplicar como límite superior del crecimiento de las parcelas que aún no han alcanzado dicho nivel. Adicionalmente, aunque con mayor complejidad, este procedimiento se podría hacer por región y especie forestal.

El procedimiento presentado no tiene en cuenta las variables explicativas (drivers) del cambio y se basa en un incremento continuado de la biomasa hasta alcanzar su valor máximo. Se considera que este es un procedimiento que mejora la actual estimación pero que sigue siendo simplista. Sin embargo, aporta un valor máximo a la biomasa que podría ser empleado por cualquier otro método de proyección que se plantee.

El siguiente procedimiento intenta tener en cuenta el impacto de las variables explicativas dentro de la dinámica de la biomasa de los bosques. El procedimiento se basa en el siguiente argumento: en el periodo histórico se han medido unos incrementos netos de biomasa al tiempo que se tiene información sobre varias de las variables que influyen en el crecimiento de la biomasa (producción maderera, incendios forestales y la inversión en las labores antiincendios...). Por tanto, para

predecir el comportamiento futuro, se debe estimar la variación en tC del impacto de estas variables explicativas y aplicarlo al crecimiento esperado.

El procedimiento sería el siguiente:

- **Estimar el impacto en tC de las pérdidas o disminución de estas debidas a las variables explicativas**
- **Estimar un crecimiento potencial a través del crecimiento neto medido más el impacto creado por las variables explicativas**
- **Estimar el crecimiento potencial (salvo por el límite máximo regional) en el periodo proyectado**
- **Estimar el impacto futuro en el periodo proyectado de las variables explicativas**
- **Aplicar a ese crecimiento potencial el efecto de las variables explicativas proyectadas para obtener un crecimiento neto proyectado.**

Este procedimiento tiene el supuesto subyacente de que toda variable explicativa no incluida en el modelo mantiene su efecto sin variaciones en el periodo proyectado. Por tanto, se podrían ir añadiendo variables explicativas en el modelo con sólo volver a aplicar el anterior procedimiento.

Finalmente, hay que tener en cuenta el efecto de estas variables en otras categorías del Inventario. Las variaciones en la tala tendrán un efecto en los Productos de la Madera Recolectada (HWP), cuando este depósito sea estimado, y lo mismo ocurrirá con los incendios en las Quemas de Biomasa. Por tanto, este sub-modelo debe estar conectado con el modelo general para asegurar que se utilizan los mismos supuestos en todas partes.

Estimación de las emisiones y absorciones proyectadas

Una vez finalizadas las proyecciones de superficies y factores de emisión (parámetros), la estimación de las emisiones y absorciones de la serie proyectada es directa. Esta es una tarea sencilla que sólo requerirá integrar (normalmente multiplicar), las variables de actividad proyectadas por los parámetros/FE proyectados.

Sin embargo, los resultados proyectados deben de ser comparados con los datos históricos del INEGYCEI y todo salto abrupto debe ser identificado y explicado. Esta es una tarea que, junto con la mejora de las proyecciones de superficies y parámetros se plantea para la siguiente etapa de la consultoría.

Tabla 104. Trayectoria de emisiones y absorciones de línea base en el sector 3B Tierra 2013 – 2030 ($MtCO_2e$)

Sector/ Categorías	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
3B Tierra	**$MtCO_2e$**	**-148.35**	**-132.16**	**-131.43**	**-128.69**	**-125.96**	**-133.53**	**-130.32**	**-127.07**	**-124.01**
3B1 Tierra forestales	$MtCO_2e$	-139.97	-137.74	-137.21	-136.67	-136.13	-135.58	-135.03	-134.48	-133.92
3B2 Tierra de cultivo	$MtCO_2e$	-0.88	9.66	9.87	11.60	13.34	4.77	6.97	9.00	11.06
3B3 Praderas	$MtCO_2e$	-7.84	-6.49	-5.84	-5.48	-5.13	-4.79	-4.45	-3.90	-3.57
3B4 Humedales	$MtCO_2e$	0.04	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05
3B5 Asentamientos	$MtCO_2e$	0.14	1.43	0.65	0.66	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70
3B6 Otras tierras	$MtCO_2e$	0.15	0.93	1.05	1.16	1.26	1.36	1.47	1.57	1.68

Sector/Categorías	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
3B Tierra	**$MtCO_2e$**	**-122.97**	**-121.77**	**-120.18**	**-118.20**	**-112.86**	**-114.39**	**-112.53**	**-110.37**	**-108.56**
3B1 Tierra forestales	$MtCO_2e$	-133.86	-132.79	-132.22	-131.65	-131.08	-130.50	-129.92	-129.34	-128.75
3B2 Tierra de cultivo	$MtCO_2e$	11.10	11.30	11.88	13.67	18.03	15.50	16.38	17.25	18.12
3B3 Praderas	$MtCO_2e$	-3.25	-2.93	-2.61	-3.11	-2.82	-2.53	-2.24	-1.66	-1.43
3B4 Humedales	$MtCO_2e$	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06
3B5 Asentamientos	$MtCO_2e$	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.78	0.79	0.80
3B6 Otras tierras	$MtCO_2e$	1.78	1.89	2.00	2.10	2.21	2.32	2.43	2.54	2.65

Categoría de emisión 3C: Fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO2 de la tierra

En el marco de esta categoría, fueron modeladas las emisiones de línea base correspondiente a las siguientes subcategorías de acuerdo con el IPCC:

- **3C1:** Emisiones de GEI por quemado de biomasa, específicamente, la fuente de emisión 3C1b: Emisiones de quemado de biomasa en tierras de cultivo
- **3C2:** Encalado
- **3C3:** Aplicación de urea
- **3C4:** Emisiones directas de N_2O de los suelos gestionados
- **3C5:** Emisiones indirectas de N_2O de los suelos gestionados
- **3C6:** Emisiones indirectas de N_2O de la gestión de estiércol
- **3C7:** Cultivo de arroz

Subcategoría de emisión 3C1: Emisiones de GEI por quemado de biomasa

A continuación, se presentan las emisiones provenientes del quemado de biomasa.

- **Fuente de emisión 3C1b: Emisiones de quemado de biomasa en tierras de cultivo**

La modelación de emisiones de línea base asociadas a esta fuente, partió de las siguientes premisas:

- **Se consideraron los 20 tipos de cultivo identificados en el INEGYCEI que se asocian a la quema de biomasa (ver el Informe del Inventario Nacional NIR, por sus siglas en inglés).**

- **La fracción de oxidación (F.Ox), y los índices cultivo/residuo (ICR), aplicados para la estimación de biomasa quemada son los aplicados en INEGYCEI (Ver Tabla 107).**

- **La determinación de biomasa quemada para el periodo 2013 – 2030 parte del cálculo de superficies quemadas para cada tipo de cultivo; considerando las proyecciones sobre producción y rendimiento por cada uno de ellos.**

  En este punto, la referencia utilizada para la obtención de insumos de las proyecciones de los datos de actividad es referida a la "Planeación Nacional Agrícola 2017 – 2030" publicada por SAGARPA (SAGARPA, 2018)**,**

  En este sentido, es importante señalar que las proyecciones fueron realizadas tomando en consideración los límites físicos que la propia Planeación Nacional Agrícola señalaba como tope para cada cultivo proyectado.

- **Se asume por juicio de experto (ver INECC-SEMARNAT, 2018) que la superficie total quemada en todos los cultivos es el 10%.**

Con base en lo anterior, los resultados obtenidos por tipo de cultivo sobre las proyecciones de producción, rendimiento y superficie quemada se muestran a continuación:

Tabla 105. Proyección asociada a producción, rendimiento y superficie quemada por tipo de cultivo.

No.	Cultivo	Variable	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Maíz (C)	Producción	Mton	22.7	23.3	24.7	28.1	28.1	28.1	28.0	28.0	28.0
		Rendimiento	ton/ha	3.2	3.3	3.5	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9
		Sup. Quemada	Mha	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
2	Sorgo grano (C)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	3.7	4.2	3.1	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0
		Sup. Quemada	Mha	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
3	Frijol (L)	Producción	Mton	1.3	1.3	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2
		Rendimiento	ton/ha	0.7	0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8
		Sup. Quemada	Mha	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4	Caña de azúcar (AzC)	Producción	Mton	61.2	56.7	55.4	56.9	57.6	58.3	59.1	59.8	60.5
		Rendimiento	ton/ha	78.2	74.4	73.0	75.0	75.9	76.9	77.9	78.8	79.8
		Sup. Quemada	Mha	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
5	Trigo (Ct)	Producción	Mton	3.4	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	4.0
		Rendimiento	ton/ha	5.3	5.2	4.5	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.9
		Sup. Quemada	Mha	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
6	Cebada (Cc)	Producción	Mton	0.6	0.8	0.7	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
		Rendimiento	ton/ha	2.0	2.7	2.3	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	Soya (O)	Producción	Mton	0.2	0.4	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
		Rendimiento	ton/ha	1.5	1.9	1.4	2.0	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Garbanzo grano (L)	Producción	Mton	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.8	1.6	1.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	Cártamo (O)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.1	1.3	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	Ajonjolí (O)	Producción	Mton	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	Cacahuate (O)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12		Producción	Mton	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

	Avena grano	Rendimiento	ton/ha	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Arroz	Producción	Mton	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		Rendimiento	ton/ha	5.4	5.7	5.8	6.3	6.3	6.4	6.4	6.5	6.5
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	Haba grano (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	Chícharo (L)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	4.8	4.8	5.2	4.9	4.9	4.9	4.9	5.0	5.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	Lenteja (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	0.3	1.0	0.5	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	Girasol (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.3	1.1	0.9	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	Arvejón (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.2	1.3	1.3	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	Cánola (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.6	1.3	1.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Colza (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	15.0	0.0	14.7	4.3	4.6	5.1	5.5	6.1	6.6
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

No.	Cultivo	Variable	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Maíz (C)	Producción	Mton	28.0	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.8	27.8	27.8
		Rendimiento	ton/ha	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
		Sup. Quemada	Mha	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
2	Sorgo grano (C)	Producción	Mton	10.3	10.8	11.2	11.7	12.2	12.8	13.3	13.9	14.5
		Rendimiento	ton/ha	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	8.0	8.4	8.7
		Sup. Quemada	Mha	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
3	Frijol (L)	Producción	Mton	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
		Rendimiento	ton/ha	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
		Sup. Quemada	Mha	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4		Producción	Mton	61.3	62.1	62.8	63.6	64.4	65.2	66.0	66.9	67.7
		Rendimiento	ton/ha	80.8	81.8	82.8	83.9	84.9	86.0	87.1	88.2	89.3

	Caña de azúcar (AzC)	Sup. Quemada	Mha	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
5	Trigo (Ct)	Producción	Mton	4.0	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3
		Rendimiento	ton/ha	4.9	4.9	5.0	5.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3
		Sup. Quemada	Mha	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
6	Cebada (Cc)	Producción	Mton	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
		Rendimiento	ton/ha	3.5	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	Soya (O)	Producción	Mton	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
		Rendimiento	ton/ha	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Garbanzo grano (L)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	Cártamo (O)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	Ajonjolí (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	Cacahuate (O)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	Avena grano	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Arroz	Producción	Mton	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
		Rendimiento	ton/ha	6.6	6.6	6.7	6.7	6.8	6.9	6.9	7.0	7.0
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	Haba grano (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	Chícharo (L)	Producción	Mton	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
		Rendimiento	ton/ha	5.0	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	Lenteja (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

17	Girasol (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	Arvejón (L)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	Canola (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	Colza (O)	Producción	Mton	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Rendimiento	ton/ha	7.2	7.9	8.6	9.4	10.3	11.2	12.3	13.4	14.7
		Sup. Quemada	Mha	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Elaboración propia con datos de la Planeación Nacional Agrícola de SAGARPA.

Con base en estos resultados, y en asociación con la fracción de oxidación y el índice cultivo/residuo, se estimó la cantidad de la biomasa quemada por tipo de cultivo como se muestra a continuación:

Tabla 106. Proyección de biomasa quemada 2013 – 2030 por tipo de cultivo.

No.	Cultivo	F. Ox.	ICR	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Maíz (C)	0.90	1.5	mton	3,062	3,153	3,350	3,807	3,804	3,801	3,797	3,794	3,791
2	Sorgo grano (C)	0.90	1.5	mton	853	1,134	701	1,087	1,133	1,182	1,232	1,285	1,340
3	Frijol (L)	0.90	1.3	mton	152	149	113	127	130	133	135	138	141
4	Caña de azúcar (AzC)	0.90	0.15	mton	6,637	6,046	5,966	6,149	6,226	6,304	6,383	6,463	6,543
5	Trigo (Ct)	0.90	1.5	mton	454	498	516	523	527	532	537	541	546
6	Cebada (Cc)	0.90	2.3	mton	124	177	158	207	211	214	219	223	227
7	Soya (O)	0.90	1.5	mton	32	52	46	69	70	71	73	74	75
8	Garbanzo grano (L)	0.90	1.3	mton	25	20	16	16	16	16	16	16	16
9	Cártamo (O)	0.90	1.5	mton	12	19	17	16	17	17	17	17	17
10	Ajonjolí (O)	0.90	1.8	mton	7	10	8	6	6	6	6	6	6
11	Cacahuate (O)	0.90	2.0	mton	18	17	19	16	16	16	17	17	17

12	Avena grano	0.90	1.3	mton	11	11	11	13	14	14	14	14	14
13	Arroz	0.90	1.5	mton	24	31	32	34	35	35	35	35	36
14	Haba grano (L)	0.90	1.3	mton	4	4	4	3	3	3	3	3	3
15	Chíchar o (L)	0.90	1.3	mton	7	8	8	7	7	7	7	7	7
16	Lenteja (L)	0.90	1.3	mton	0	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Girasol (O)	0.90	2.1	mton	1	3	3	2	2	2	2	2	2
18	Arvejón (L)	0.90	1.3	mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Cánola (O)	0.90	1.8	mton	0	0	2	1	1	1	1	1	1
20	Colza (O)	0.90	1.8	mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total biomasa quemada				**mton**	**11,423**	**11,334**	**10,971**	**12,084**	**12,217**	**12,354**	**12,494**	**12,637**	**12,783**

Tabla 107. Proyección de biomasa quemada 2013 – 2030 por tipo de cultivo (continuación).

No.	Cultivo	F. Ox.	ICR	Unidades	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Maíz (C)	0.90	1.5	mton	3,787	3,784	3,781	3,778	3,774	3,771	3,768	3,764	3,761
2	Sorgo grano (C)	0.90	1.5	mton	1,397	1,457	1,519	1,584	1,651	1,722	1,795	1,872	1,952
3	Frijol (L)	0.90	1.3	mton	144	147	150	153	156	159	162	166	169
4	Caña de azúcar (AzC)	0.90	0.15	mton	6,625	6,708	6,792	6,877	6,963	7,050	7,138	7,227	7,318
5	Trigo (Ct)	0.90	1.5	mton	551	556	561	565	570	575	580	586	591
6	Cebada (Cc)	0.90	2.3	mton	231	235	240	244	249	254	258	263	268
7	Soya (O)	0.90	1.5	mton	76	77	79	80	81	83	84	85	87
8	Garbanzo grano (L)	0.90	1.3	mton	16	16	17	17	17	17	17	17	17
9	Cártamo (O)	0.90	1.5	mton	18	18	18	18	18	19	19	19	19
10	Ajonjolí (O)	0.90	1.8	mton	6	7	7	7	7	7	7	7	7
11	Cacahuate (O)	0.90	2.0	mton	17	18	18	18	19	19	19	19	20
12	Avena grano	0.90	1.3	mton	14	15	15	15	15	15	16	16	16
13	Arroz	0.90	1.5	mton	36	36	37	37	37	38	38	38	39

14	Haba grano (L)	0.90	1.3	mton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
15	Chíchar o (L)	0.90	1.3	mton	7	7	7	7	7	7	7	7	7
16	Lenteja (L)	0.90	1.3	mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Girasol (O)	0.90	2.1	mton	2	2	2	2	2	2	2	2	2
18	Arvejón (L)	0.90	1.3	mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Cánola (O)	0.90	1.8	mton	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	Colza (O)	0.90	1.8	mton	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total biomasa quemada				**mton**	**12,933**	**13,087**	**13,245**	**13,407**	**13,572**	**13,742**	**13,916**	**14,095**	**14,278**

Fuente: Fracción de oxidación (F.Ox), y los índices cultivo/residuo (ICR), del INEGYCEI (INECC, 2018), 2016 – 2030 elaboración propia.

Por su parte, para la estimación de emisiones fueron aplicados los mismos factores que en el INGEYCEI que se muestran en la Tabla 108:

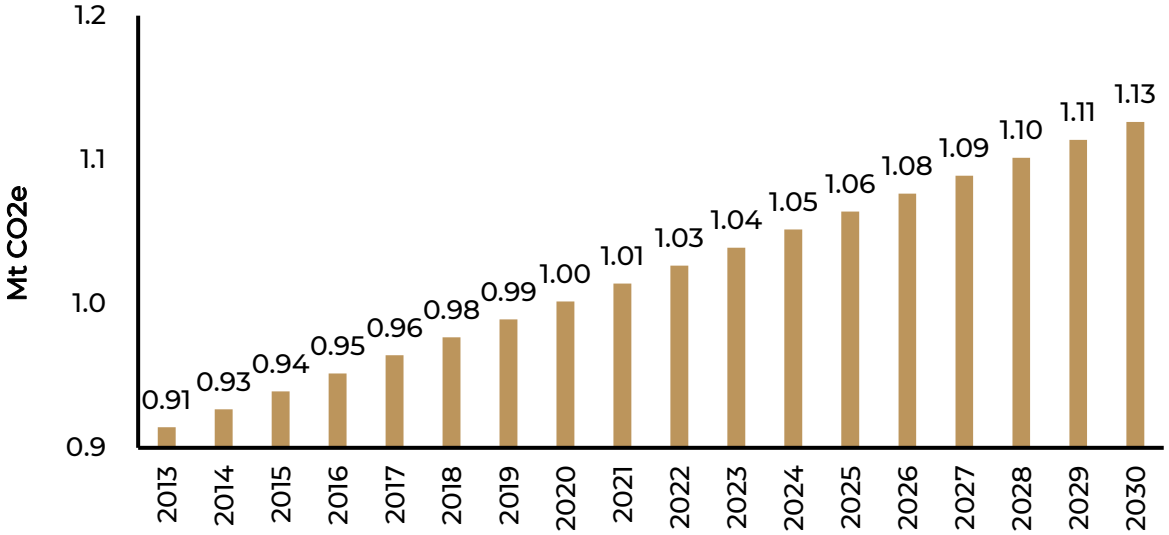
Tabla 108. Factores de emisión por tipo de cultivo en quema de residuos agrícolas.

Cultivo	GEI	Factor de emisión	Unidades
Maíz	CH_4	2.09	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Sorgo grano	CH_4	2.02	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Leguminosas	CH_4	2.70	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Caña de azúcar	CH_4	2.29	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Trigo	CH_4	1.61	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Cebada	CH_4	1.95	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Oleaginosas	CH_4	2.70	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Avena grano	CH_4	2.70	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada
Arroz	CH_4	2.70	g/kg biomasa quemada
	N_2O	0.07	g/kg biomasa quemada

Fuente: Directrices de IPCC 2006.

Finalmente, el resultado correspondiente a las emisiones de línea base asociadas a la quema de residuos agrícolas, se muestra en la Figura 89:

Figura 89. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3C1b: Emisiones de quemado de biomasa en tierras de cultivo".

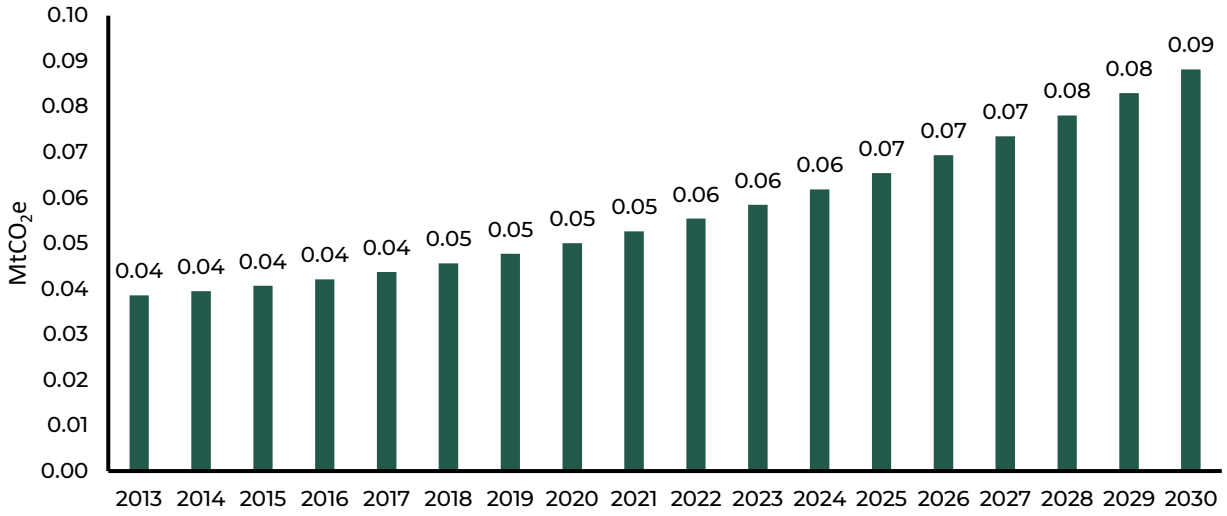


Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Subcategoría de emisión 3C2: Encalado

En esta subcategoría, se ha tomado en consideración la proyección asociada a la producción de cal integrada en la categoría de procesos industriales, sobre la cual se ha asumido, con base en un juicio de experto, que aproximadamente el 2% de dicha producción nacional tiene como destino su uso en actividades de encalado de suelos. Con base en lo anterior, las emisiones de línea base se han modelado con base en la estimación de dicho porcentaje a la proyección sobre producción. Para la estimación de las emisiones al 2030 se aplicó el factor de emisión usado en el INEGYCEI, cuyos resultados de las emisiones se presentan en la Figura 90.

Figura 90. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "3C2: Encalado".

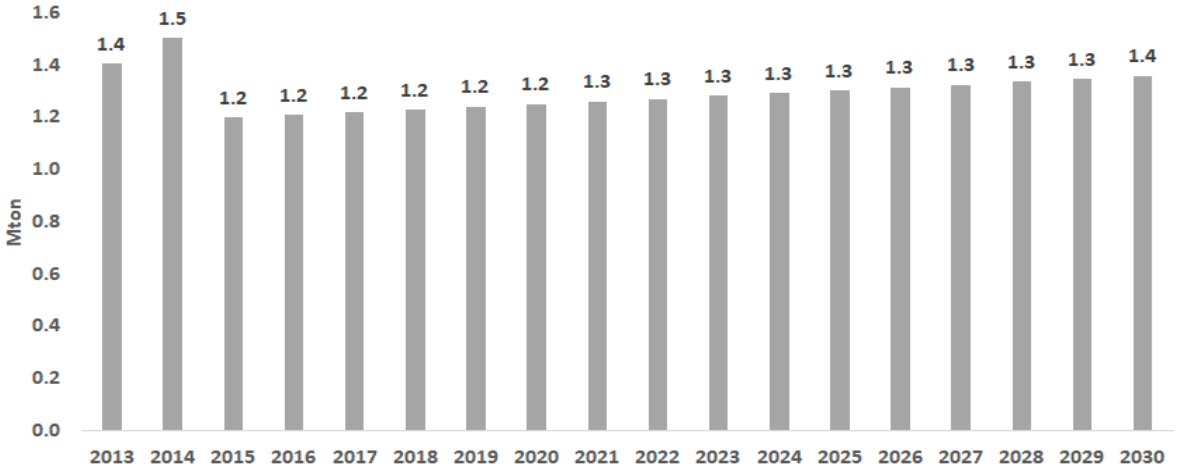


Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Subcategoría de emisión 3C3: Aplicación de urea

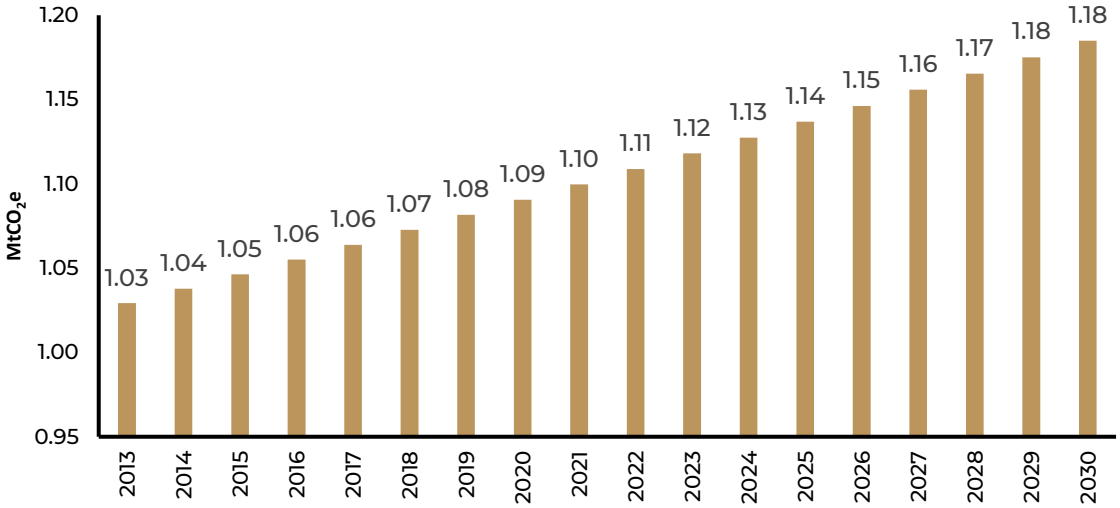
En relación con la aplicación de urea, las emisiones de línea base han sido modeladas con base en información histórica (FAOSTAT, 2017), a partir de la cual, fue estimada una tasa de crecimiento de 0.83%, la cual, permitió estimar la trayectoria de urea aplicada a 2030 y, por consiguiente, las emisiones asociadas a dicha subcategoría; mismas que fueron calculadas con base en el método aplicado en el INEGYCEI. Los resultados se muestran a continuación:

Figura 91. Proyección de datos asociados a la aplicación de urea (3C3) 2013 – 2030 (Mt)



El resultado de las emisiones que fueron estimadas se muestra a continuación:

Figura 92. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "3C3: Aplicación de urea".



Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Subcategoría de emisión 3C4 y 3C5: Emisiones directas de N2O de los suelos gestionados y Emisiones indirectas de N2O de los suelos gestionados

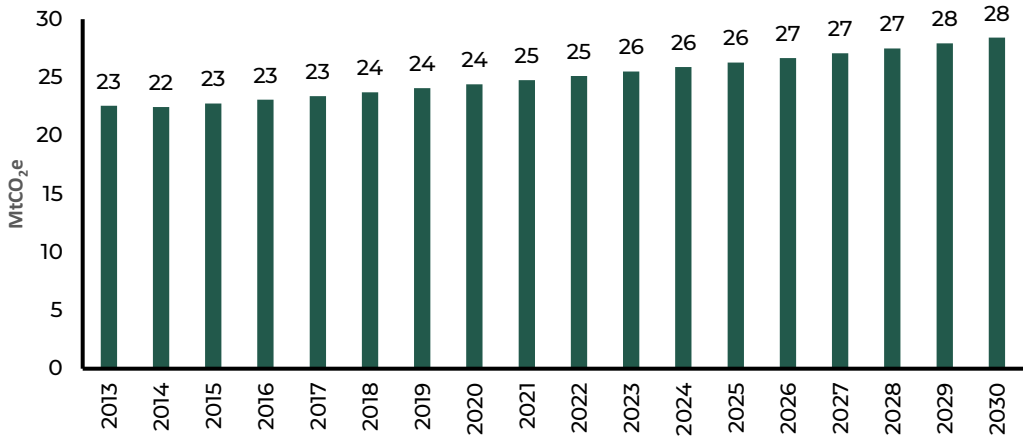
Las emisiones de línea base asociadas a estas subcategorías, se encuentran interrelacionadas, ya que las emisiones indirectas derivan del mismo enfoque metodológico aplicado en el cálculo de emisiones directas de N_2O provenientes de los suelos gestionados. Con base en lo anterior, las emisiones de línea base han sido modeladas tomando en consideración las siguientes premisas:

- **Se registran las proyecciones sobre superficies cosechadas por tipo de cultivo a 2030**
- **Se registran los rendimientos por tipo de cultivo a 2030, los cuales, fueron estimados con base en el análisis histórico de rendimientos, identificando el mayor registrado en el periodo y fijándolo como el rendimiento máximo a alcanzar en 2030, aplicando, para los años intermedios, un factor de interpolación. Lo anterior, se realizó bajo la lógica de no rebasar el límite físico que los propios cultivos han marcado a lo largo de su historia.**
- **Se estimaron las fracciones de nitrógeno contenidas en los residuos agrícolas, con base en los rendimientos, datos sobre superficies quemadas.**
- **Con base en registros históricos, se estimó una tasa de crecimiento del 1.2% asociada a la aplicación de fertilizantes sintéticos.**

- **Se ha estimado la cantidad de nitrógeno excretado por el ganado previamente caracterizado (descrito en la categoría 3A), los cuales son: Bovinos hembra, cerdos de engorda y hembras en traspatio, ovinos, caprinos, caballos, mulas y asnos.**

Los resultados de dicho proceso se muestran a continuación:

Figura 93. Trayectoria de emisiones de la línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "3C4: Emisiones directas de los N_2O de los suelos gestionados" y "3C5: Emisiones indirectas de los N_2O de los suelos gestionados".

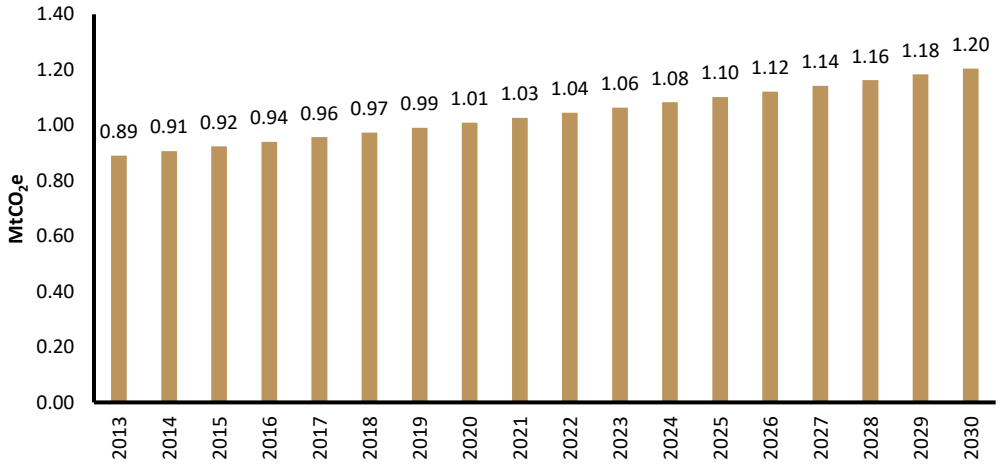


Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Subcategoría de emisión 3C6: Emisiones indirectas de N2O de la gestión de estiércol

En esta subcategoría, se han integrado los resultados de las emisiones estimadas para ganado, considerado de pastoreo, procedente de la subcategoría 3ª2 gestión de estiércol. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Figura 94. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "3C6: Emisiones indirectas de N_2O de la gestión de estiércol".

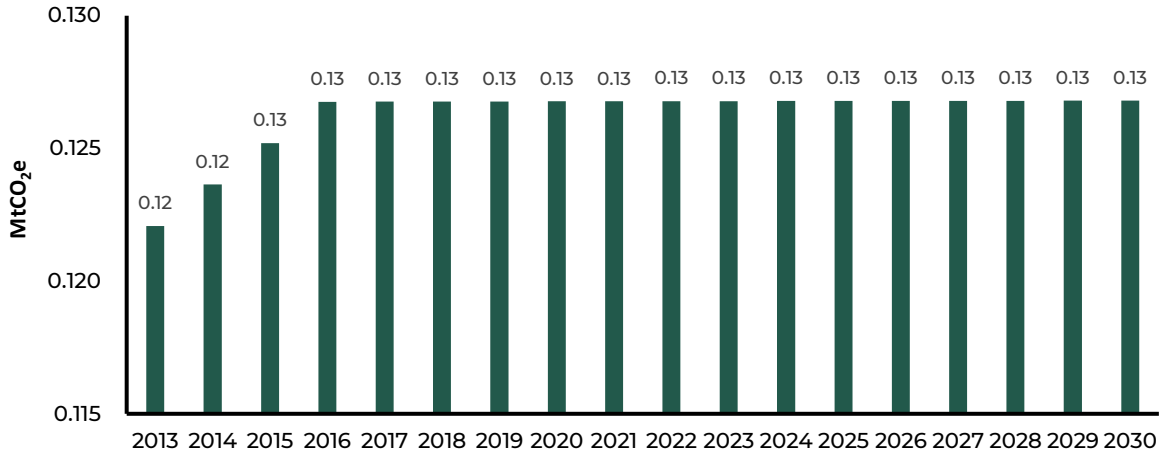


Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Subcategoría de emisión 3C7: Cultivo de arroz

Las emisiones de línea base asociadas al cultivo de arroz, retoman el enfoque de análisis basado en la producción y rendimiento del cultivo, integrando la distinción entre tipos de cultivo (de riego y temporal) para, finalmente, asociarlas con sus correspondientes factores de emisión de metano, obteniendo así, los resultados que se muestran a continuación:

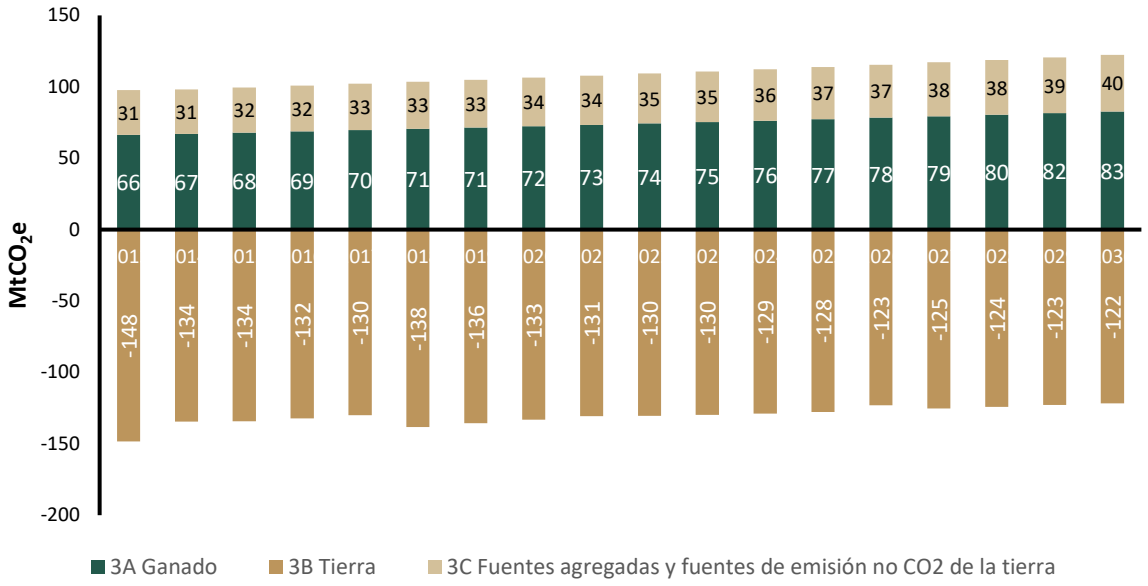
Figura 95. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "3C7: Cultivo del arroz".



Fuente: 2013 – 2015, INEGYCEI (INECC, 2018), para 2016 – 2030, elaboración propia.

Para el Sector 3: Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra, a continuación, se resume el subtotal de las emisiones calculadas para las tres categorías que integran a este sector.

Figura 96. Línea base 2013 – 2030 de las categorías 3A: Ganado, 3B: Tierras y 3C: Agricultura".



Fuente: Elaboración propia.

SECTOR 4: RESIDUOS

De acuerdo con el INEGYCEI 2015, el sector de residuos aportó el 6.7% de los GEI y está formado por cuatro categorías (IPCC et al.,2006): 4A Eliminación de residuos sólidos, 4B Tratamiento biológico de los residuos sólidos, 4C Incineración y quema a cielo abierto de residuos y 4D Tratamiento y eliminación de aguas residuales. Con el fin de generar la línea base de este sector, se generaron líneas base para cada categoría.

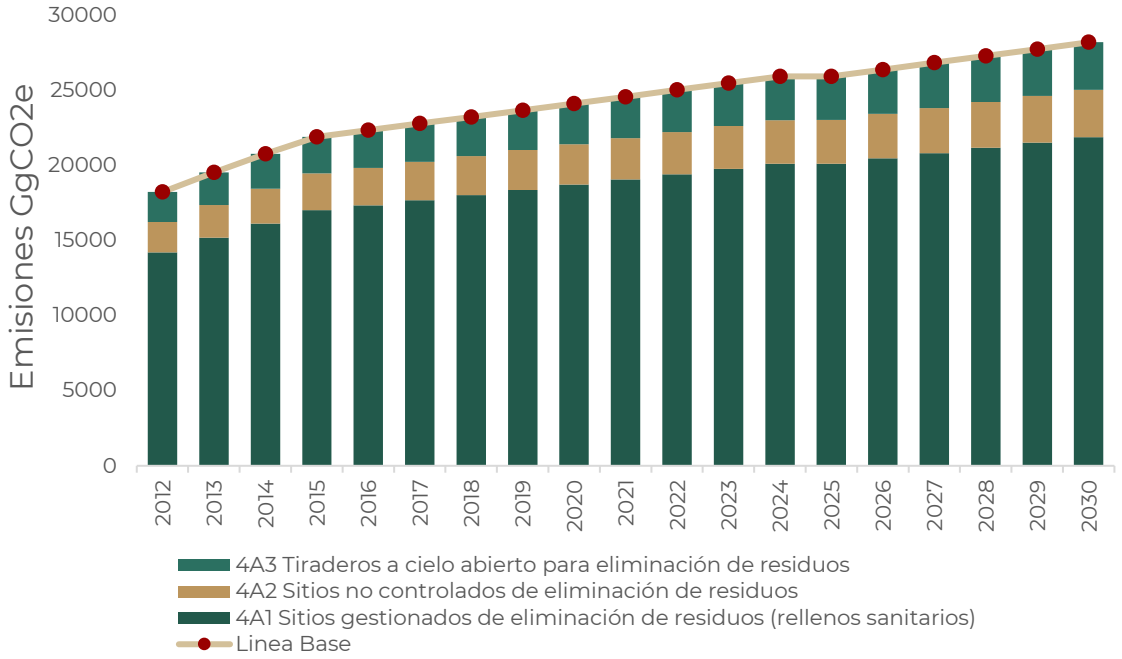
Categoría de emisión 4A: Eliminación de residuos sólidos

En este sector, se ha integrado la modelación de emisiones correspondiente a las siguientes subcategorías:

- **4A1:** Sitios gestionados de eliminación de residuos (rellenos sanitarios)
- **4A2:** Sitios no controlados de eliminación de residuos
- **4A3:** Tiraderos a cielo abierto para eliminación de residuos

El cálculo de las emisiones en estas subcategorías se basa fundamentalmente en la cantidad de residuos depositados en 2013 y 2015 en sitios de disposición final, a partir de este dato, se calculó la prospectiva con el supuesto de que el volumen de residuos se incrementa en 1% anual, en cada sitio de disposición final, este valor fue obtenido en reunión de expertos SEMARNAT-INECC (ver Anexo I) y subsecuentemente se calculó la prospección mostrada en la Figura 97.

Figura 97. Estimación de la cantidad de residuos sólidos dispuestos en sitios de disposición final 2013 – 2030.

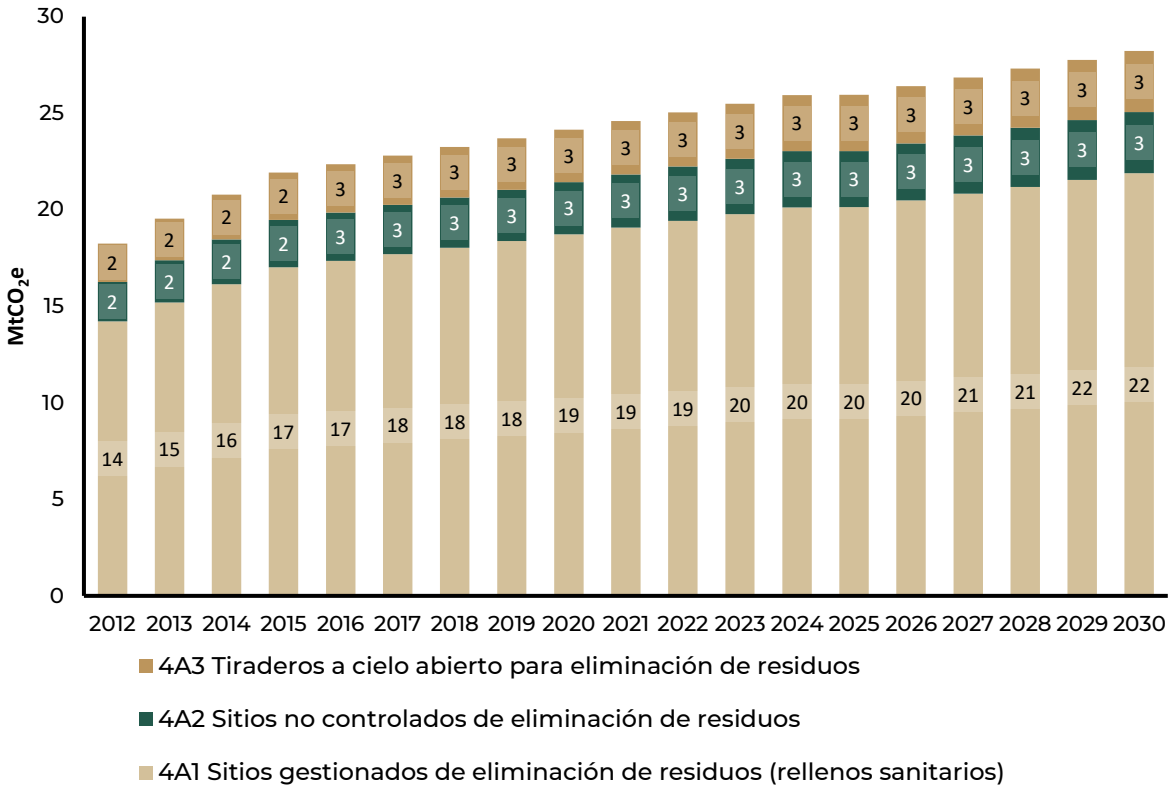


Fuente: Elaboración propia basada en INECC, Encuesta Estatal de Residuos 2013 2015; INEGI, Censo de Gobierno Federal 2013; SEMARNAT, INECC. Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos; CONAPO. Indicadores Demográficos 2010-2030

A partir de la cantidad de residuos por sitio y año, se calculó el volumen de emisiones de GEI, utilizando el modelo de Decaimiento de Primer Orden (IPCC et al., 2006), y tomando en consideración las características geográficas de la ubicación del cada sitio. Como parte de los supuestos, se asumió que los sitios de disposición se mantienen en la misma subcategoría durante todo el periodo, con el fin de establecer el escenario en ausencia de políticas de mitigación.

Si bien la cantidad de residuos que llegan a los sitios es la pieza base del cálculo de emisiones, no fue posible obtener este dato para todos los sitios, por lo que fue necesario estimarla con base en la población, la generación per cápita y el porcentaje de residuos recolectados con base al Censo de Gobierno Federal 2013 (INEGI, 2013), del Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos 2012 (INECC, 2012) e Indicadores Demográficos (CONAPO, 2018).

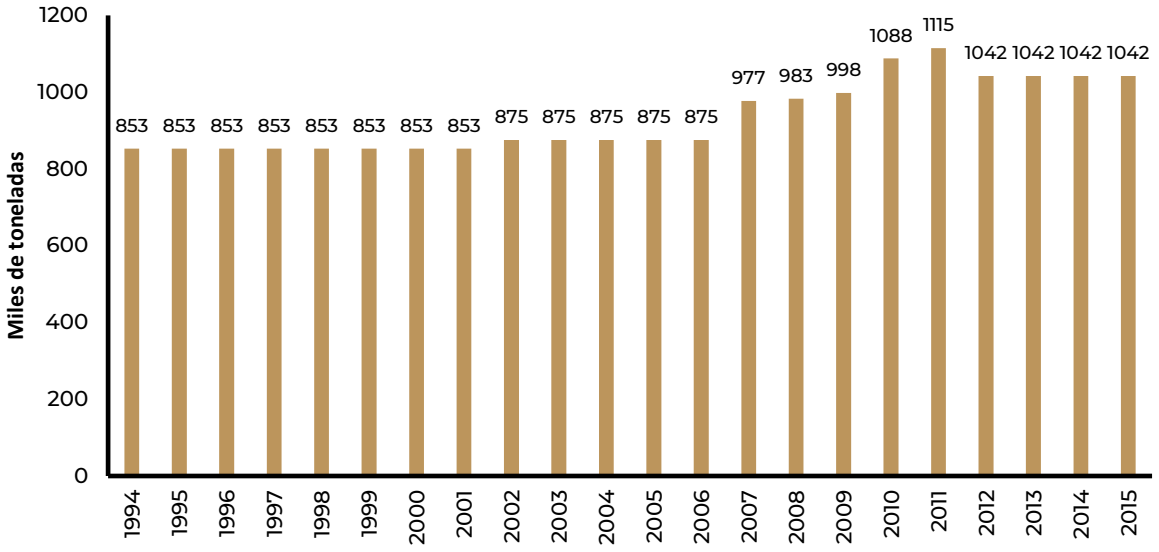
Figura 98. Línea base 2013 – 2030 de las subcategorías "4A1: Sitios gestionados de eliminación de residuos (rellenos sanitarios)", "4A2: Sitios no controlados de eliminación de residuos" y "4A3: Tiraderos a cielo abierto para eliminación de residuos".



Categoría de emisión 4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos

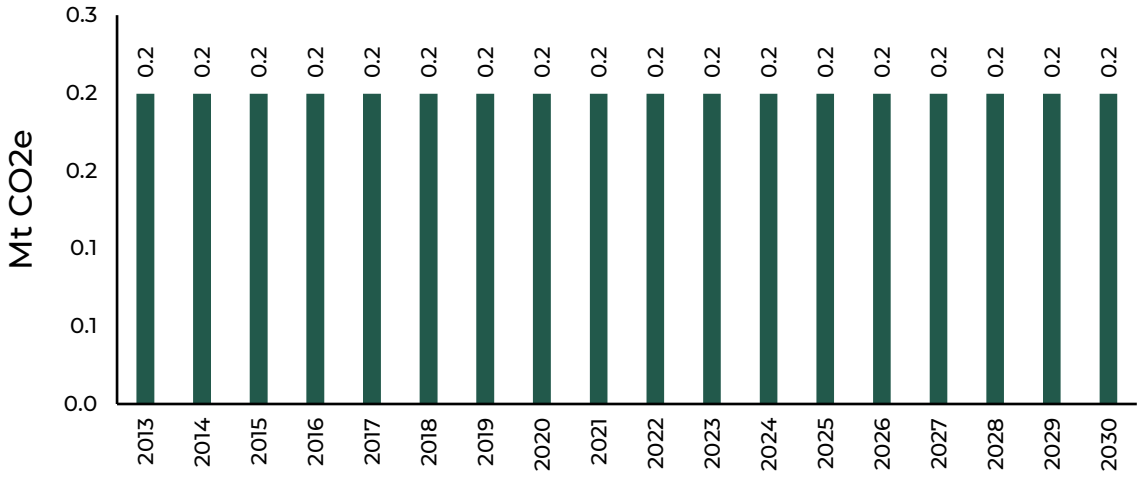
El cálculo de emisiones de GEI proveniente del tratamiento de residuos biológico, se basa en la cantidad de residuos que llegan a las plantas de composta, lo cual depende de diversos factores como la capacidad instalada, el volumen generado, el tipo de manejo de los residuos, entre otros, lo que dificulta la identificación de una variable impulsora. El análisis de la tendencia 1994-2015 de la cantidad de residuos que llegan a las plantas de composta no muestra una relación histórica con otros parámetros, ni se ajusta a alguna relación matemática, como se indica en la Figura 99:

Figura 99. Cantidad de Residuos Sólidos que llegan a plantas de composta 1990-2014, categoría 4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos



Por lo anterior, se estableció como supuesto para el escenario BAU (Figura 100), que el valor promedio de las emisiones de GEI, en el periodo 2012-2015, permanecería constante en hasta el año 2030.

Figura 100. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos".



Así bien, para el cálculo de la Línea Base de la categoría 4Btratamiento biológico de residuos sólidos la variable impulsora para la proyección al 2030 fue la cantidad de residuos que van a compostaje de acuerdo con el promedio de residuos de 2012 a 2015.

Categoría de emisión 4C: Incineración y quema a cielo abierto de residuos

Subcategorías de emisión:

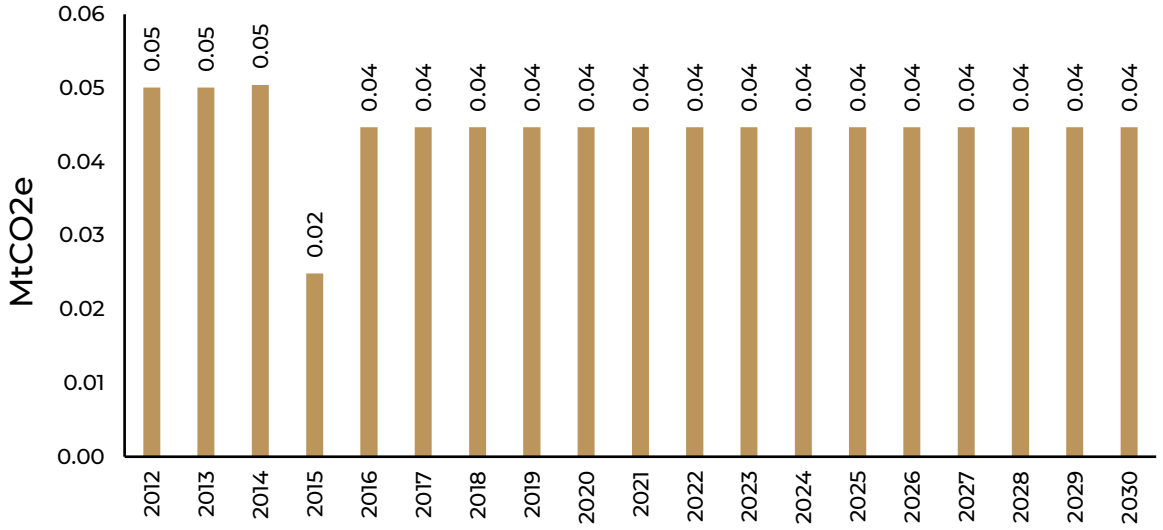
- 4C1 Incineración de residuos peligrosos industriales y biológico infeccioso
- 4C2 Quema a cielo abierto de residuos sólidos

Subcategoría de emisión 4C1: Incineración de residuos peligrosos industriales y biológico infeccioso

En este documento, la incineración de residuos se refiere a los residuos peligrosos biológicos e infecciosos y peligrosos industriales incinerados. La información sobre la cantidad de residuos incinerados se obtuvo de las empresas autorizadas por SEMARNAT para la incineración de residuos peligrosos, así como del análisis las Cedula de Operación Anual (COA), 2013.

En el análisis de esta tendencia de emisiones de GEI en el periodo 1994-2015 se decidió tomar el promedio de las emisiones de GEI, en el periodo 2010-2015 como constante hasta el año 2030. Como se muestra en la Figura 101.

Figura 101. Línea base 1994 – 2030 de la subcategoría "4C1: Incineración de residuos peligrosos industriales y biológico infeccioso".



Subcategoría de emisión 4C2: Quema a cielo abierto de residuos sólidos

En esta subcategoría, se consideran residuos quemados a cielo abierto a aquellos que se queman en las viviendas como forma de manejo. La variable clave para las estimaciones fue el número de las viviendas que practican esta actividad. Cabe resaltar que el Censo de Población y Vivienda 2010 (INEGI. 2013) incluyó, por primera vez, la pregunta referente a "la forma de desechar la basura", lo que permitió contar con información de mejor calidad en este tema.

Tabla 109. Porcentaje de quema de residuo en vivienda.

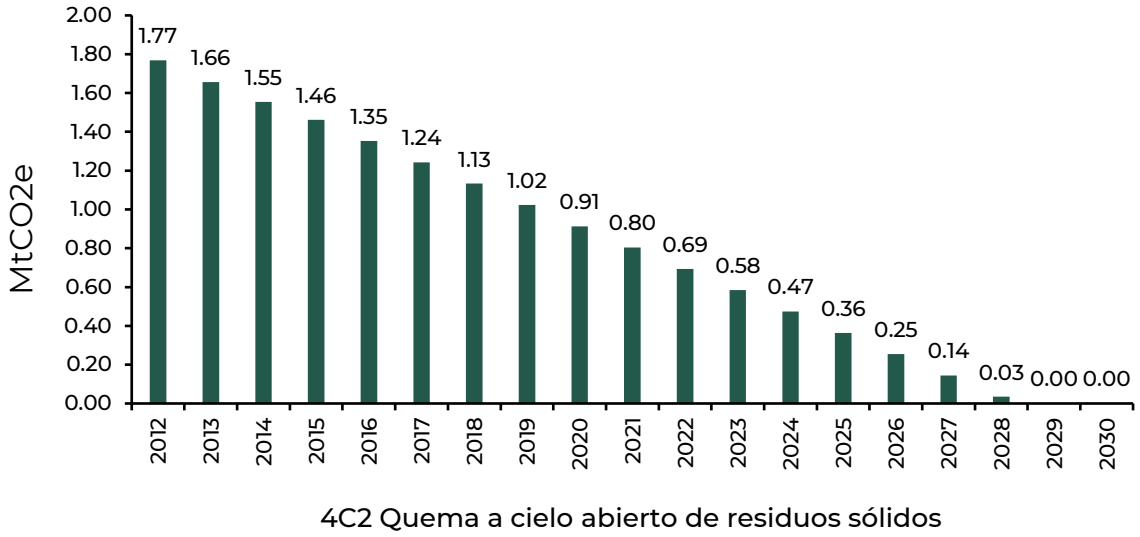
Entidad federativa	Viviendas particulares habitadas y ocupantes1	Quema (%)	Viviendas	Porcentaje de vivienda
Estados Unidos Mexicanos 2010	28,643,491	14.51	4,156,171	100
Estados Unidos Mexicanos 2015	31,924,863	11.94	3,811,829	91.7
Diferencia 2015 -2010			344,342	8.3

Fuente: INEGI, 2013 y CONAPO, 2018

En el periodo 2010-2015 se observó una reducción del 8% en el número de viviendas que queman sus residuos a nivel nacional. Este comportamiento se ve reflejado en la disminución de emisiones de GEI del 28% en este mismo periodo. Por lo que, se ha supuesto que dicha tendencia continua hasta el 2030 (Figura 102).

Cabe señalar, que el cambio en número de viviendas que queman sus residuos (8%) y el cambio en las emisiones de GEI a nivel nacional (28%) es de diferente magnitud, debido a que las estimaciones nacionales se basan en la suma de las estimaciones estatales, en donde toma en cuenta diversos datos como generación per cápita, habitantes por vivienda, composición, etc.

Figura 102. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "4C2: Quema a cielo abierto de residuos sólidos".



Categoría de emisión 4D: Tratamiento y eliminación de aguas residuales

Esta categoría está conformada por dos subcategorías denominadas 4D1 y 4D2 referentes a aguas residuales municipales e industriales respectivamente. A continuación, se describen los procedimientos para el cálculo de escenario BAU para cada categoría por separado, para finalmente mostrar los resultados de manera conjunta.

Subcategoría de emisión 4D1: Emisiones de tratamiento y eliminación de aguas residuales municipales

Las emisiones de esta subcategoría dependen principalmente del carbono orgánico degradable que se encuentra presente en las aguas residuales municipales y de los distintos sistemas y/o vías de tratamiento de aguas residuales, distinguiendo entre zonas rurales y urbanas. Si bien, para el cálculo de la prospectiva, la variable impulsora es el número de habitantes, existen otras variables para las cuales se asumen diversos supuestos:

- Las fracciones de población rural y urbana se mantendrán casi constantes, de acuerdo con lo que indica su tendencia en el periodo 1991-2014.
- La fracción de aguas residuales municipales tratadas se incrementa en promedio 1.26% al 2030 (a partir del año 2022 el crecimiento anual en el tratamiento de aguas residuales municipales es de menor, de acuerdo con los datos proporcionados por la CONAGUA.

- El grado de utilización del sistema de tratamiento de aguas residuales municipales tratadas, siguen las mismas tendencias que las calculadas para el periodo (2009-2015).
- Las fuentes de información de datos de actividad fueron principalmente el Sistema Nacional de Información del Agua de la CONAGUA y las Prospectivas de población (CONAPO, 2018)

Tabla 110. Prospectiva de las variables impulsoras dentro de la subcategoría Aguas Residuales Domesticas

Año	Caudal colectado (m^3/s)	Caudal tratado (m^3/s)	Cobertura de tratamiento (%)	Incremento de cobertura de tratamiento (%)
2019	215.329	141.479	65.7	
2020	215.544	142.54	66.15	0.45
2021	215.758	143.253	66.43	0.28
2022	215.969	143.611	66.55	0.12
2023	216.179	143.97	66.67	0.12
2024	216.386	144.33	66.79	0.12
2025	216.592	144.691	66.91	0.12
2026	216.796	145.052	67.03	0.12
2027	216.998	145.415	67.15	0.12
2028	217.198	145.779	67.28	0.12
2029	217.397	146.143	67.4	0.12
2030	217.593	146.508	67.52	0.12

Asimismo, se emplearon los siguientes factores de emisión por tipo de tratamiento:

Tabla 111. Factores de emisión por tipo de tratamiento para la subcategoría 4D1 Aguas Residuales Domesticas

Tipos de tratamiento/sistema de eliminación de aguas residuales municipales	Tipo de tratamiento	B0 [kg CH4/kg DBO]	MCF	EF [kg CH4/kg DBO]
Dual	anaerobio/Planta Aeróbica	0.6	0.6	0.36
Lagunas de Estabilización	Anaerobio	0.6	0.3	0.18
Tanque Séptico o Fosa Séptica	Pozo Séptico	0.6	0.5	0.30
Lodos Activados	Aerobio	0.6	0.4	0.24
Humedales (Wetland)	Anaerobio	0.6	0.6	0.36
Zanjas de Oxidación	Anaerobio	0.6	0.4	0.24
Filtros Biológicos o Rociadores o Percoladores	Aerobio	0.6	0.6	0.36

Primario Avanzado	Aerobio	0.6	0.4	0.24
Lagunas Aireadas	Aerobio	0.6	0.4	0.24
Biológico	Aerobio	0.6	0.6	0.36
Tanque Imhoff	Anaerobio	0.6	1	0.6
Rafa + Filtro Biologico	anaerobio/Planta Aeróbica	0.6	0.8	0.48
Fosa Septica + Filtro Biologico	Pozo Séptico/aerobico	0.6	0.55	0.33
Tanque Imhoff + Filtro Biologico	anaerobio/Planta Aeróbica	0.6	0.8	0.48
Rafa o Wasb	Anaerobio	0.6	1	0.6
Rafa, Wasb + Humedal	Anaerobio	0.6	0.8	0.48
Sedimentación + Wetland	Anaerobio	0.6	0.5	0.3
Primario o Sedimentación	Anaerobio	0.6	0.4	0.24
Terciario	Terciario	0.6	0.1	0.06
Anaerobio	Anaerobio	0.6	1	0.6
Reactor Enzimatico	Aerobio	0.6	0.6	0.36
Discos Biológicos o Biodiscos	Aerobio	0.6	0.4	0.24
Fosa Septica + Wetland	Pozo Séptico/anaerobio	0.6	0.55	0.33
Tanque Imhoff + Wetland	Anaerobio	0.6	0.8	0.48
Otro	Anaerobio	0.6	0.6	0.36
Aerobio	Aerobio	0.6	0.3	0.18

Subcategoría de emisión 4D2: Emisiones de tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales

En esta sección se consideran las emisiones de GEI provenientes del tratamiento y eliminación de aguas residuales de los sectores alimenticio, bebidas alcohólicas, bebidas no alcohólicas, beneficio del café, celulosa y papel, cervecera, ingenios azucareros, jabón y detergentes, petrolera, plásticos y resinas, sustancias químicas orgánicas. La variable impulsora es el Producto Interno Bruto, mientras que los supuestos principales asumidos en la elaboración de la prospectiva fueron:

- El Producto Interno Bruto (PIB) en la prospectiva 2017-2030, siguen la tendencia calculada a partir de los datos de 1990-2016.
- El DQO expresado como kg DQO/m^3 por sector, permanece constante durante todo el periodo.
- La producción para cada sector varía en la misma proporción que el PIB total

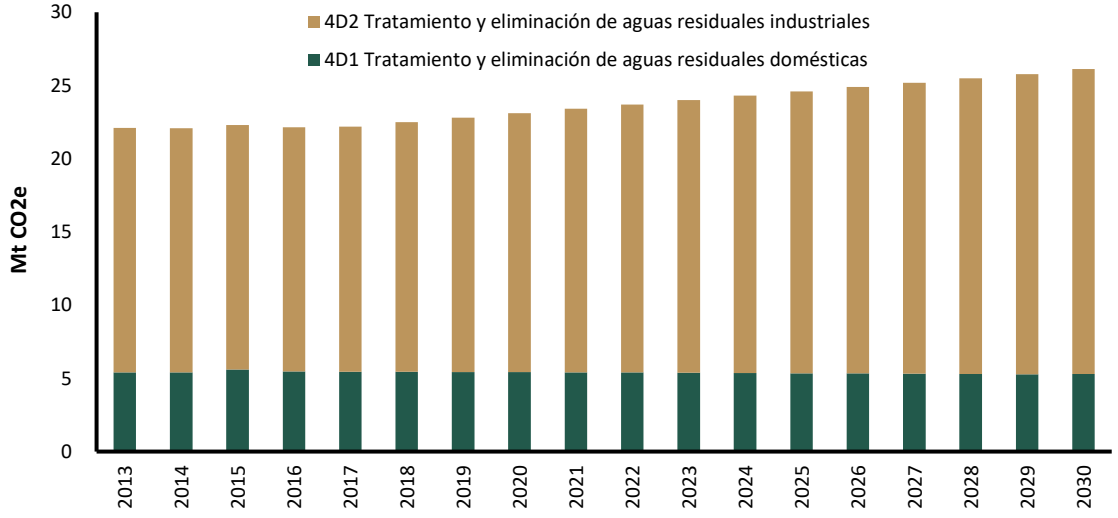
Se emplearon los siguientes factores de emisión por tipo de tratamiento:

Tabla 112. Factores de emisión por tipo de tratamiento para la subcategoría 4D2 Aguas Residuales Industriales

Tipos de tratamiento/sistema de eliminación de aguas residuales industriales	B0 [kg CH4/kg DQO]	MCF	EF [kg CH4/kg DQO]
Tratamiento Primario	0.25	0.2	0.05
Tratamiento Secundario	0.25	0.3	0.075
Tratamiento Terciario	0.25	0.1	0.025
No especificado	0.25	0.25	0.0625
No tratadas	0.6	0.1	0.06

La Figura 103 muestra la estimación de la prospectiva de las subcategorías 4D1 y 4D2, desagregada para aguas residuales domésticas e industriales (preliminar).

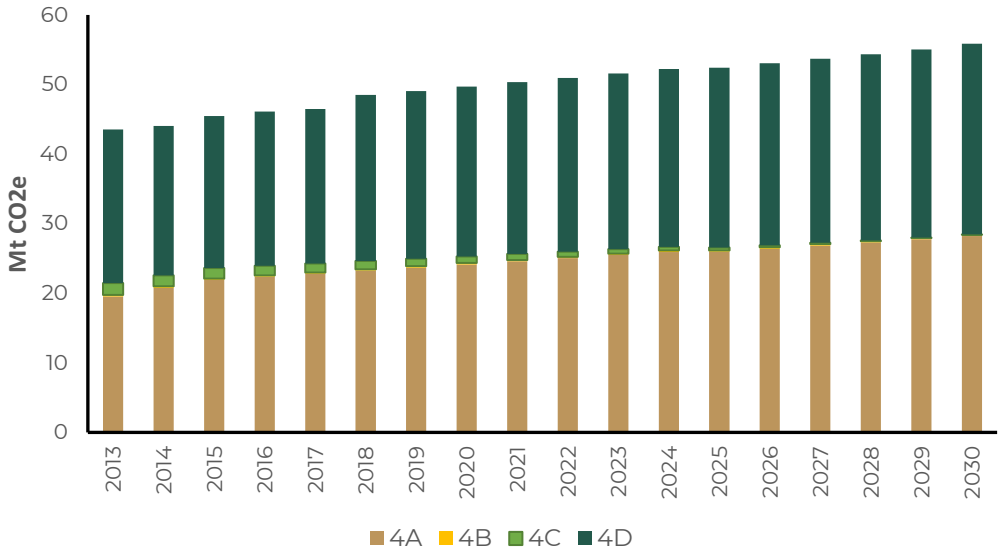
Figura 103. Línea base 2013 – 2030 de las subcategorías "4D1: Tratamiento y eliminación de aguas residuales domésticas" y "4D2: Tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales".



Al cuantificar las emisiones de metano de las descargas de aguas residuales tratadas o no tratadas a cuerpos de agua se considera la DBO_5 de las aguas residuales tratadas con valores entre 5 y 25 mg/L, lo que proporciona un sustrato para la formación de CH_4 en el cuerpo receptor. En el caso de México las concentraciones de DBO_5 podrían ser mayores debido a los límites establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996 para dicho contaminante. Por lo anterior, se han incorporado nuevos factores de corrección de CH_4.

Finalmente, las emisiones proyectadas al 2030 para el sector residuos se muestran a continuación:

Figura 104. Línea base 2013 – 2030 del sector residuos 4A. Eliminación de residuos sólidos, 4B. Tratamiento biológico de los residuos sólidos, 4C. Incineración y quema a cielo abierto de residuos, 4DTratamiento y eliminación de aguas residuales.



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Emisiones nacionales históricas de GEI, 1990 – 2017 11
Figura 2. Proceso general del desarrollo de la línea base a 2030 12
Figura 3. Emisiones netas históricas y de la línea base actualizada, a nivel nacional, 1990 – 2030 (MtCO2e). 15
Figura 4. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión "1A1a: Actividad principal producción de electricidad y calor". 20
Figura 5. Proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación 2013 – 2030. ..... **¡Error! Marcador no definido.**
Figura 6. Estimación de consumos de energía (PJ) para la producción de crudo en el SNR 2013 – 2030. 22
Figura 7. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A1b: Refinación del petróleo". 23
Figura 8. Línea base sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030. 25
Figura 9. Proyección sobre la producción de crudo 2013 – 2030, (SENER, 2018a). 26
Figura 10. Escenarios de producción e importación de gas natural 2013 – 2030. *(SENER, 2018b)* 26
Figura 11. Trayectoria a 2030 correspondiente al consumo energético en "Otras industrias de la energía" (PJ). 28
Figura 12. Línea base de otras industrias de la energía 2013 – 2030. 29
Figura 13. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A1c Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía". 29
Figura 14. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2a: Hierro y acero". ..... **¡Error! Marcador no definido.**
Figura 15. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2b: Metales no ferrosos". 33
Figura 16. Línea base de la industria química 2013 – 2030. 36
Figura 17. Línea base de la industria petroquímica 2013 – 2030. 37
Figura 18. Línea base de la industria de fertilizantes 2013 – 2030. 37
Figura 19. Línea base de la producción de hule 2013 – 2030. 37
Figura 20. Línea base 2013 – 2030 para el sector de la industria química 38
Figura 21. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2d: Pulpa, papel e imprenta". 39
Figura 22. Línea base de la industria de elaboración de azúcares 2013 – 2030. 43
Figura 23. Línea base de la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua 2013 – 2030. 43
Figura 24. Línea base de la industria de elaboración de productos de tabaco 2013 – 2030. 44
Figura 25. Línea base de la industria de elaboración de cerveza 2013 – 2030. 44
Figura 26. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2e: Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco". 45
Figura 27. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión "1A2g: Equipo de transporte". 46
Figura 28. Línea base 2013 – 2030 para la fuente de emisión "1A2i: Minería (con excepción de combustibles), y cantería" por la combustión de combustibles fósiles. 49

Figura 29. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A2k: Construcción.....50
Figura 30. Línea base de la industria de fabricación de vidrio y productos de vidrio 2013 – 2030.....52
Figura 31. Línea base correspondiente a otras ramas 2013 – 2030.....53
Figura 32. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3a: Aviación civil".....55
Figura 33.Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3c: Ferrocarriles".....56
Figura 34. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3d: Navegación marítima y fluvial".....56
Figura 35. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A3b: Autotransporte".....58
Figura 36. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "1A3: Transporte".....58
Figura 37. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4a Comercial/institucional".....61
Figura 38. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4b: Residencial".....61
Figura 39. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1A4c: Agropecuario, silvicultura, pesca y piscifactorías".....63
Figura 40. Línea base de 1B1ai: Minas subterráneas 2013 – 2030.....66
Figura 41. Línea base de 1B1aii: Minas superficie 2013 – 2030.....66
Figura 42. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2a: Petróleo (venteo y otras fugitivas)".....72
Figura 43. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2b: Gas Natural (venteo y otras fugitivas)".....78
Figura 44. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "1B2c: Quemado en petróleo y gas".....82
Figura 45. Líneas base 2013 – 2030 de las subcategorías que integran el "Sector 1: Energía".....82
Figura 46. Líneas base 2013 – 2030 de las categorías que integran el "Sector 1: Energía".....83
Figura 47. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A1: Producción de cemento".....87
Figura 48. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A2: Producción de cal".....89
Figura 49. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2A3: Producción de vidrio".....90
Figura 50. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2B: Industria Química".....94
Figura 51. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C1: Producción de hierro y acero".....97
Figura 52. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C2: Producción de ferroaleaciones".....98
Figura 53. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C5: Producción de plomo"...100
Figura 54. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2C6: Producción de zinc".....100
Figura 55. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2D1: Producción de lubricantes" y "2D2: Producción de parafinas".....102
Figura 56. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2F: Uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono".....103
Figura 57. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2G: Manufactura y utilización de otros productos".....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 58. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "2H: Otros".....107
Figura 59. Línea base 2013 – 2030 del sector procesos industriales.....107
Figura 60. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1a: Bovinos".....111
Figura 61. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión "3A1c: Ovinos".....112

Figura 62. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A1d: Caprinos”. 113
Figura 63. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A1f: Caballos”. 114
Figura 64. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A1g: Mulas y asnos”. 115
Figura 65. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A1h: Porcinos”. 116
Figura 66. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2a: Bovinos”. 117
Figura 67. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2c: Ovinos”. 118
Figura 68. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2d: Caprinos” 118
Figura 69. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2f: Caballos”. 119
Figura 70. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2g: Mulas y asnos”. 119
Figura 71. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2h: Porcinos”. 120
Figura 72. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3A2i: Aves de Corral”. 121
Figura 73. Superficie anual de forestación y deforestación (kha). 123
Figura 74. Superficies anuales recuperadas y degradadas (ha). 124
Figura 75. Superficie de bosque 2013 - 2030 (Mha). 124
Figura 76. Proyección sobre forestaciones acumuladas (ha). 125
Figura 77. Superficie de tierras forestales en recuperación y degradación (Mha). 125
Figura 78. Superficies de cultivos (Mha). 126
Figura 79. Proyección sobre superficie total de cultivos (Mha). 127
Figura 80. Superficie de tierras de cultivo (Mha). 128
Figura 81. Superficie total de pastizales (Mha). 129
Figura 82. Superficie acuicultura (ha). 131
Figura 83. Distribución proyectada de ganancias (%). 132
Figura 84. Superficie proyectada de humedales (ha). 132
Figura 85. Proyección sobre población de México (millones de habitantes). 134
Figura 86. Ratio población por superficie de asentamientos (hab/ha). 134
Figura 87. Proyección de la relación población – superficie (hab/ha). 135
Figura 88. Superficie total de asentamientos proyectada (ha). 135
Figura 89. Proyección sobre superficie de otras tierras (Mha). 137
Figura 90. Línea base 2013 – 2030 para la fuente emisión “3C1b: Emisiones de quemado de biomasa en tierras de cultivo”. 153
Figura 91. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “3C2: Encalado”. 154
Figura 92. Proyección de datos asociados a la aplicación de urea (3C3) 2013 – 2030 (Mton). 155
Figura 93. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “3C3: Aplicación de urea”. 155
Figura 94. Trayectoria de emisiones de la línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “3C4: Emisiones directas de los N_2O de los suelos gestionados” y “3C5: Emisiones indirectas de los N_2O de los suelos gestionados”. 157
Figura 95. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “3C6: Emisiones indirectas de N_2O de la gestión de estiércol”. 157
Figura 96. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría “3C7: Cultivo del arroz”. 158
Figura 97. Línea base 2013 – 2030 de las categorías 3A: Ganado, 3B: Tierras y 3C: Agricultura”. 159
Figura 98. Estimación de la cantidad de residuos sólidos dispuestos en sitios de disposición final 2013 – 2030. 161
Figura 99. Línea base 2013 – 2030 de las subcategorías “4A1: Sitios gestionados de eliminación de residuos (rellenos sanitarios)”, “4A2: Sitios no controlados de eliminación de residuos” y “4A3: Tiraderos a cielo abierto para eliminación de residuos”. 162

Figura 100. Cantidad de Residuos Sólidos que llegan a plantas de composta 1990-2014, categoría 4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos. 163
Figura 101. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "4B: Tratamiento biológico de los residuos sólidos". 163
Figura 102. Línea base 1994 – 2030 de la subcategoría "4C1: Incineración de residuos peligrosos industriales y biológico infeccioso". 164
Figura 103. Línea base 2013 – 2030 de la subcategoría "4C2: Quema a cielo abierto de residuos sólidos". 166
Figura 104. Línea base 2013 – 2030 de las subcategorías "4D1: Tratamiento y eliminación de aguas residuales domésticas" y "4D2: Tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales". 169
Figura 105. Línea base 2013 – 2030 del sector residuos 170

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Emisiones nacionales de la línea base a 2030 por sector (MtCO2e). 14
Tabla 2. Tipos de combustibles fósiles empleados en la generación de electricidad y su análisis tendencial. 17
Tabla 3. Proyección del consumo de combustibles para la generación de electricidad. 18
Tabla 4. Factores de emisión de GEI en la generación de energía eléctrica. 19
Tabla 5. Indicadores de consumo energético para la producción de crudo en el SNR, tomando como referencia el año base 2013 (PJ/mbd). 21
Tabla 6. Factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones de GEI en la refinación de petróleo. 22
Tabla 7. Trayectoria estimada sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030 (Mt) 24
Tabla 8. Trayectoria estimada sobre producción/consumo de coque metalúrgico 2013 – 2030 (Mton) 24
Tabla 9. Factores de emisión utilizados en la producción/consumo de coque metalúrgico. 24
Tabla 10. Datos consolidados sobre proyecciones asociados a otras industrias de la energía. 27
Tabla 11. Indicador de consumo energético para Otras Industrias de la Energía, tomando como referencia el año base 2013. 28
Tabla 12. Factores de emisión empleados en la subcategoría 1A2 Industrias de la manufactura y de la construcción (Consumo energético del sector industrial). 31
Tabla 13. Consumos energéticos de la industria del hierro y el acero 31
Tabla 14. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria del hierro y del acero (PJ). 31
Tabla 15. Consumos energéticos históricos y TCMA de la industria de metales no ferrosos 2003 – 2013 (PJ) 32
Tabla 16. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de metales no ferrosos (PJ) 33
Tabla 17. Consumos energéticos de la industria química 2003 – 2013 (PJ). 34
Tabla 18. Consumos energéticos de la industria petroquímica 2003 – 2013 (PJ). 34
Tabla 19. Consumos energéticos de la industria de fertilizantes 2003 – 2013 (PJ). 34
Tabla 20. Consumos energéticos de la fabricación de productos de hule 2003 – 2013 (PJ). 34

Tabla 21. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en industria química (PJ).....35
Tabla 22. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria petroquímica (PJ).....35
Tabla 23. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en industria de fertilizantes (PJ).....35
Tabla 24. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la fabricación de hule (PJ) 36
Tabla 25. Consumos energéticos de la industria de pulpa, papel e imprenta, 2003 – 2013 (PJ).....39
Tabla 26. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de pulpa, papel e imprenta (PJ).....39
Tabla 27. Consumos energéticos de la industria de elaboración de azúcares 2003 – 2013 (PJ).....40
Tabla 28. Consumos energéticos de la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua 2003 - 2013 (PJ)...40
Tabla 29. Consumos energéticos de la industria de elaboración de productos de tabaco 2003 – 2013 (PJ).....41
Tabla 30. Consumos energéticos de la industria de elaboración de cerveza 2003 – 2013 (PJ).....41
Tabla 31. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de azúcares (PJ).....41
Tabla 32. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua (PJ).....42
Tabla 33. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de productos de tabaco (PJ).....42
Tabla 34. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de elaboración de cerveza (PJ).....42
Tabla 35. Consumos energéticos históricos y TCMA de la industria de equipo de transporte 2003 – 2013 (PJ).....45
Tabla 36. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de equipo de transporte (PJ).....46
Tabla 37. Trayectoria de consumos energéticos de la industria de producción de cemento 2003 a 2013 (PJ).....47
Tabla 38. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de producción de cemento (PJ).....48
Tabla 39. Consumos energéticos de la industria de la construcción 2003 – 2013 (PJ).49
Tabla 40. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de la construcción (PJ).....50
Tabla 41. Consumos energéticos de la industria de vidrio 2003 – 2013 (PJ).....50
Tabla 42. Consumos energéticos de otras ramas 2003 – 2013 (PJ).....51
Tabla 43. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en la industria de vidrio (PJ). 51
Tabla 44. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 en otras ramas (PJ).....52
Tabla 45. Factores de emisión empleados en la subcategoría 1A3 Transporte.....54
Tabla 46. Consumos energéticos del transporte de aviación civil, ferrocarriles, navegación marítima y fluvial 2003 – 2013 (PJ).....54
Tabla 47. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 del transporte de aviación civil, ferrocarriles, navegación marítima y fluvial (PJ).....55

Tabla 48. Consumo energético del autotransporte 2000 – 2013 (PJ). 57
Tabla 49. Trayectoria de consumos energéticos a 2030 del autotransporte (PJ) 57
Tabla 50. Trayectoria de consumos energéticos para el sector residencial y comercial 2013 – 2030. 60
Tabla 51. Indicadores de emisiones por tipo de gas en el sector residencial y comercial. 60
Tabla 52. Consumos energéticos históricos y TCMA del transporte agropecuario, de silvicultura, pesca y piscifactorías 2003 – 2013 (PJ). 62
Tabla 53. Trayectoria de consumos energéticos por tipo de combustible del transporte agropecuario, de silvicultura, pesca y piscifactorías 2013 – 2030 (PJ). 62
Tabla 54. Producción histórica y TCMA de carbón 2003 – 2013 (millones de toneladas). 64
Tabla 55. Trayectoria de producción de carbón 2013 – 2030 (millones de toneladas). 64
Tabla 56. Factores para la estimación de emisiones asociadas a la producción de carbón en minas subterráneas y a cielo abierto. 65
Tabla 57. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones en petróleo para venteo y otras fugitivas 2013 – 2030. 68
Tabla 58. Factores de emisión petróleo venteo y otras fugitivas. 71
Tabla 59. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones en gas para venteo y otras fugitivas 2013 – 2030. 74
Tabla 60. Factores de emisión gas venteo y otras fugitivas. 77
Tabla 61. Trayectoria de datos de actividad para la modelación de emisiones por quemado en petróleo y gas 2013 – 2030. 79
Tabla 62. Factores de emisión por quemado en petróleo y gas. 81
Tabla 63. Producción de cemento por tipo de producto y exportación de clinker 2003-2013 (Mton). 84
Tabla 64. Trayectoria de producción de cemento por tipo de producto, importación y exportación de clinker a 2030 (Mton). 85
Tabla 65. Proporciones de clinker por toneladas de cemento producida. 85
Tabla 66. Trayectoria de producción, importación, exportación y estimación de clinker neto 2013 – 2030 (Mton). 86
Tabla 67. Producción de cal 2003 – 2013 (toneladas). 87
Tabla 68. Trayectoria a 2030 correspondiente a la producción de cal (toneladas). 88
Tabla 69. Factores de emisión asociados a la producción de cal. 88
Tabla 70. Emisiones asociadas a la producción de vidrio 2003 - 2013 ($MtCO_2e$). 89
Tabla 71. Factores de emisión empleados en el cálculo de líneas base de la subcategoría 1A3 Transporte. 91
Tabla 72. Producciones históricas y TCMA por tipo de producto en la industria química (Mton). 91
Tabla 73. Proyecciones a 2030 asociadas a la industria química por tipo de producto (Mton). 92
Tabla 74. Proyecciones a 2030 asociadas a la industria química por tipo de producto (Mton). 93
Tabla 75. Datos históricos y TCMA sobre producción nacional de hierro y acero (millones de toneladas). 95
Tabla 76. Proyección de datos sobre producción nacional de hierro y acero 2013 – 2030 (millones de toneladas). 96
Tabla 77. Factores de emisión en la industria del hierro y el acero. 96

Tabla 78. Datos históricos sobre producción de ferroaleaciones (millones de toneladas). 97
Tabla 79. Proyección de datos asociados a la producción de ferroaleaciones (millones de toneladas). 98
Tabla 80. Factores de emisión asociados a la producción de ferroaleaciones. 98
Tabla 81. Producción de plomo y zinc (millones de toneladas). 99
Tabla 82. Proyección asociada a la producción de plomo y zinc (millones de toneladas). 99
Tabla 83. Factores para la estimación de emisiones en la producción de plomo y zinc. 100
Tabla 84. Datos sobre la producción de lubricantes y parafinas. 101
Tabla 85. Proyección de datos asociados a la producción de lubricantes y parafinas. 101
Tabla 86. Factores para la estimación de emisiones asociadas a la producción de lubricantes y parafinas. 102
Tabla 87. Trayectoria de emisiones por el uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono. 103
Tabla 88. Datos históricos y TCMA del uso de productos en la red de transmisión y distribución (toneladas). 104
Tabla 89. Proyección de datos a 2030 asociados al uso de productos (toneladas). 104
Tabla 90. Factor de fuga del Hexafluoruro de Azufre (SF_6). 105
Tabla 91. Datos históricos asociados al uso de carbonatos en la industria de la pulpa y el papel. 106
Tabla 92. Proyección de datos sobre el uso de carbonatos en la industria de la pulpa y el papel 106
Tabla 93. Factores para la estimación de emisiones asociados al uso de carbonatos en la industria de la celulosa y del papel. 107
Tabla 94. Proyección de cabezas de bovinos (millones de cabezas). 109
Tabla 95. Factores de emisión para bovinos leche. 110
Tabla 96. Proyección de cabezas de ovinos (millones de cabezas). 111
Tabla 97. Proyección de cabezas de caprinos (millones de cabezas). 112
Tabla 98. Proyección de cabezas de caballos (millones de cabezas). 113
Tabla 99. Proyección de cabezas de mulas y asnos (millones de cabezas). 114
Tabla 100. Proyección de cabezas de porcinos (millones de cabezas). 115
Tabla 101. Proyección de aves de corral (millones de aves). 120
Tabla 102. Stocks de carbono en los depósitos por tipo de formación (t C/ha). 138
Tabla 103. Variaciones del stock de carbono del depósito de biomasa viva en las permanencias por tipo de formación (t C/ha). 140
Tabla 104. Trayectoria de emisiones y absorciones de línea base en el sector 3B Tierra 2013 – 2030 ($MtCO_2e$). 145
Tabla 105. Proyección asociada a producción, rendimiento y superficie quemada por tipo de cultivo. 147
Tabla 106. Proyección de biomasa quemada 2013 – 2030 por tipo de cultivo. 150
Tabla 107. Proyección de biomasa quemada 2013 – 2030 por tipo de cultivo (continuación). 151
Tabla 108. Factores de emisión por tipo de cultivo en quema de residuos agrícolas. 152
Tabla 109. Porcentaje de quema de residuo en vivienda. 165

Tabla 110. Prospectiva de las variables impulsoras dentro de la subcategoría Aguas Residuales Domesticas 167
Tabla 111. Factores de emisión por tipo de tratamiento para la subcategoría 4D1 Aguas Residuales Domesticas 167
Tabla 112. Factores de emisión por tipo de tratamiento para la subcategoría 4D2 Aguas Residuales Industriales 169
Tabla 113. Reuniones de socialización de la construcción de la línea base con los sectores de la Administración Pública Federal y el sector privado. 180

REFERENCIAS

CONAGUA, 2015. Reporte del Clima en México, Servicio Meteorológico Nacional. Ciudad de México.

INECC-PNUD, 2018a. Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de absorción y mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero en el sector de uso del suelo y silvicultura en México. Ciudad de México.

INECC-PNUD, 2018b. Modelo Tlali. Herramienta de estimación de la línea base de las proyecciones del sector USCUSS en México.

INECC, I.N. de E. y C.C., 2018. Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015 [WWW Document]. Inventar. Nac. Emisiones Gases y Compuestos Ef. Invernadero 1990 - 2015. URL https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico (accessed 3.29.18).

IPCC, 2006a. Volume 4, Agriculture, Forestry and Other Land Use, in: Eggleston, H.S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (Eds.), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. IGES, Japón.

IPCC, 2006b. Volume 1, Capitulo 4, in: Eggleston, H.S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (Eds.), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. IGES, Japón.

SAGARPA, 2018. Planeación Agrícola Nacional 2017-2030, SAGARPA. Ciudad de México. https://doi.org/10.1021/jo00358a030

SAGARPA, 2011. Perspectivas de largo plazo para el sector agropecuario de México 2011-2020., Subsecretaria de fomento a los agronegocios. México Distrito Federal.

SAGARPA, Gallardo, J.L., Villamar, L., Barrera, M., 2006. Situación actual y perspectiva de la producción de carne de porcino en México 2006. México Distrito Federal.

Servicio de información agroalimentaria y pesquera, 2017. SIACON 1980-2014. Datos abiertos.

Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera, S., 2015. SIACON (1980-2014).

Anexo 1. Aportaciones de los sectores derivados de las reuniones de socialización

Durante el periodo de noviembre de 2019 a junio de 2020 se llevaron a cabo reuniones técnicas con los diversos sectores tanto de la Administración Pública Federal como las Cámaras Industriales del sector privado. El 15 de octubre del 2020 el INECC presentó los resultados finales de la línea base. En la

Tabla 113 se resumen las reuniones.

Tabla 113. Reuniones de socialización de la construcción de la línea base con los sectores de la Administración Pública Federal y el sector privado.

Sector	Actores	Periodo	Contribuciones
AGENDA GRIS			
Eléctrico	CFE, CRE, Asociación Mexicana de Energía (AME), SENER	Dos reuniones: Reunión 11 de marzo Reunión 15 de junio virtual con la AME	○ CFE propuso dejar constante el consumo de carbón en la LB. ○ AME solicitó ajustes en el consumo de gas seco en PIEs ciclos combinados
Hidrocarburos	PEMEX, ASEA, Asociación Mexicana de Gas Natural	Una reunión: Reunión 11 de marzo Recepción de comentarios vía correo electrónico y oficio (junio y julio)	○ PEMEX solicitó incorporar la producción de la refinería de Dos Bocas, cuestión que ya se tenía considerada en las prospectivas de SENER 2018-2032. ○ Uso de la información de la Cédulas de Operación Anual ○ Uso de las unidades de MMbpced (millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios) para considerar el gas asociado. ○ Diferenciación del gas seco para fines energéticos del gas natural con fines no energéticos ○ Uso del FE para la producción de amoniaco ○ ASEA comentó que hay particulares que desempeñan actividades a partir de la Reforma Energética
Cementero	Cámara Nacional del Cemento (CANACEM)	Dos reuniones: Reunión 25 de febrero Videoconferencia 31 de marzo	○ CANACEM compartió el crecimiento de la producción de cemento ○ Propuso cambiar el factor de descarbonatación. ○ Quitar los combustibles alternativos en la LB para considerarlos en la línea de mitigación

Siderúrgico	Cámara Nacional de la Industria del Hierro y el Acero (CANACERO)	Tres reuniones: Reunión 11 de febrero y videoconferencias 26 de marzo y 1 de abril	○ Se ajustó el crecimiento de la producción de hierro y acero a 1.5% considerando la tendencia histórica, así como al 27% la sustitución de importaciones, y a las consideraciones T-MEC.
Químico	Asociación Nacional de La Industria Química, A.C. (ANIQ)	Tres reuniones: Reunión 24 de febrero y videoconferencias 23 y 25 de marzo	○ ANIQ compartió sus prospectivas para la producción de etileno, HCFC-22, dióxido de titanio, negro de humo y caprolactama.
Minero	Cámara Minera de México (CAMIMEX)	Una reunión Reunión 28 de febrero	○ CAMIMEX propuso ajustar el factor de producción de plomo, dado el tipo de producción en México.
Vidrio	VITRO		○ Se consideró la tendencia 2009 al 2013
Papel	Cámara Nacional de la Industria de la Celulosa y del Papel	Una reunión Reunión virtual 23 de junio	○ Seguirán utilizando el combustóleo para fin energético
Residuos	CGSyCA – INECC DGFAUT - SEMARNAT	Dos reuniones Enero 2020 - Se revisaron parámetros para la actualización del inventario y la proyección de la LB Se realizó una videoconferencia con la DGFAUT de SEMARNAT el 6 de mayo	○ Se aclararon comentarios al respecto de la metodología
Cal	CALIDRA	Una reunión Videoconferencia el 7 de mayo	○ Se explicó que el proceso de la hidratación de la cal no se considera en la cuantificación, y por lo tanto no se están sobreestimando las emisiones.
Aguas residuales	CONAGUA	Dos reuniones Diciembre 2019 - Se revisaron parámetros para la actualización del inventario, pero no para LB. Videoconferencia el 18 de mayo.	○ En aguas municipales se ajustó el porcentaje del tratamiento a 67.5% al 2030.
AGENDA VERDE			

Forestal	CONAFOR, CONANP y BIENESTAR	Diciembre 2019 a febrero 2020	○ Validación e identificación de las áreas de mejora
Agricultura	SADER, SIAP, BIENESTAR, CIMMYT, IPN y SEMARNAT	Noviembre 2019 a enero 2020	○ Validación
Ganadería	SADER, SIAP, BIENESTAR, CIMMYT, IPN y SEMARNAT	Noviembre 2019 a enero 2020	○ Validación

Contribuciones y comentarios del sector eléctrico

Comentarios y observaciones de PEMEX	Respuesta INECC
Contribuciones de la CFE	
Mantener constante el consumo energético del carbón hacia el año 2030, ya que se considera que las centrales carboeléctricas se mantendrán operando como en la actualidad y en la misma cantidad.	Para la proyección del consumo de carbón, se mantendrá el dato constante al 2030
Considerar los factores de emisión propuestos por as CFE y enviados vía correo electrónico	Dado que los datos empleados para la construcción de la línea base no consideran la tecnología empleada para la generación de electricidad con la quema de combustibles, si no representan solo el volumen consumido, se emplearán los factores de emisión del IMP-INECC. No obstante, la diferencia entre el empleo de ambas metodologías no es mayor al 5%.
Contribuciones de la AME	
PROPUESTA 1. AJUSTES EN EL PUNTO DE ORIGEN DE LAS EMISIONES. La Línea Base se construyó con información del periodo 2003 – 2013. En el año 2013 se contaba con una capacidad instalada 58% menor a la capacidad instalada en 2019. Otro comparativo, fue el incremento del 28 % en la capacidad instalada de ciclos combinados entre 2016 a 2019 Lo anterior sesga la proyección de la Línea Base, al presentarse una variación significativa, a partir del supuesto inicial, contra la creciente incorporación de capacidad instalada de centrales eléctricas de ciclo combinado.	Se establece que el año base es el 2013, por la naturaleza del escenario BAU (en ausencia de políticas de mitigación de cambio climático). Donde implica identificar las emisiones posteriores a la publicación de la Ley General de Cambio Climático, como carta máxima de política pública en materia de Cambio Climático.

PROPUESTA 2. AJUSTES PARA EL PERIODO 2025-2030. Bajo la premisa del Régimen Legal Actual y los documentos técnicos, se plantea lo siguiente. • **El PRODESEN de acuerdo con el Programa indicativo para la instalación de centrales eléctricas estima en el periodo 2025-2030 la incorporación de centrales eléctricas de ciclo combinado por 7,821 MW. Para este quinquenio la tasa media de crecimiento anual fue de 3.0%.** • **Adicionalmente, en el PRODESEN se estima una tasa media de crecimiento anual (tmca) de la demanda integrada de 3.1%.** • **La incorporación en el periodo 2025-2030 de capacidad instalada de centrales eléctricas de ciclo combinado, así como la tmca de la demanda integrada <u>contrasta con la tendencia a la baja identificada en la Línea Base en el periodo de 2025 a 2030</u>.** • **Dicho esto, se propone considerar los siguientes escenarios:** 1. **Tasa Media de Crecimiento Anual de la Demanda (3.1%). En este caso se abonaría a la Línea Base un total de 7.8 $MTCO_2e$** 2. **Tasa Media de Crecimiento Anual de Crecimiento de la Capacidad instalada de centrales eléctricas de Ciclo Combinado (3.0%). En este caso se abonaría a la Línea Base un total de 5.9 $MTCO_2e$**	Se decidió ajustar el consumo de gas natural como lo sugiere la AME en el primer escenario, debido a la proyección sobre la aplicación de la infraestructura en las centrales de Ciclos combinados se incrementará.

Contribuciones y comentarios del sector hidrocarburos

Comentarios y observaciones de PEMEX	Respuesta INECC
1. Si bien se entiende que el año base es 2013, con el cual se realizan las proyecciones de producción de crudo, producción de gas, procesamiento de gas, refinación de crudo y elaboración de petroquímicos en función de un análisis tendencial de los datos históricos (1990–2012) para calcular las emisiones pasadas y futuras, se corre el riesgo de que el resultado de ese análisis no considere otras variables que afectan las prospecciones de producción y procesamiento en el sector, tales como: **a. Desarrollo y construcción de nueva infraestructura. Desde 2013 ya se había considerado la construcción de una nueva**	Se actualizaron los datos de producción y procesamiento de crudo, producción y procesamiento de gas conforme a las prospectivas de petróleo crudo, gas natural y gas LP más recientes, es decir las publicadas por la Secretaría de Energía para el periodo 2018-2032. Se considera lo relacionado a Dos Bocas, de acuerdo a la prospectiva 2018-2032.

refinería, que ahora se construye en Dos Bocas y que incrementará la capacidad de refinación en aproximadamente 340MBD, por consiguiente, aportará emisiones adicionales sobre la línea base BAU. **b. Rehabilitaciones y crecimiento de infraestructura existente. En 2013, arrancó la reconfiguración de la Refinería de Minatitlán que incrementó la capacidad de procesamiento de crudo, que a su vez demandó mayores cantidades de energía por la instalación de nuevas plantas. De igual manera, se tuvieron otros proyectos que incrementaron la intensidad de las emisiones por actividad sustantiva (Nueva criogénica de Poza Rica, Rearranque de la planta de amoniaco de Camargo, entre otros).** **c. Políticas públicas. En 2013 se aprobó la reforma energética, que pretendió aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios que se producían en 2013, a 3 millones de barriles en 2018 y a 3.5 millones en 2025, este tipo de políticas mueven la línea base BAU. Aun cuando no se cumplieron esas metas, la producción de crudo real en 2018 y 2019 (1.8 y 1.6 MMBD respectivamente) están muy por debajo de la proyección que se presenta en la LB (2 y 2.1 MMBD). Actualmente se tienen políticas que tienden a fortalecer al sector, incrementar o mantener la producción de crudo y modernización de la infraestructura de refinación principalmente, cómo ejemplo, la publicación de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016 tiende a acelerar la ejecución de proyectos para incrementar la calidad de combustibles fase Diesel y Fase Gasolinas, que provocará a su vez que la intensidad de las emisiones aumente en la Refinación por barril de crudo procesado.**	
2. Sobre las proyecciones de producción de gas natural, observamos que el dato de actividad es el correspondiente a lo reportado por las proyecciones de gas natural 2016 – 2031 que publica la SENER, aun cuando ya se tienen proyecciones de 2018 – 2032 más recientes. Desde 2009, Pemex separa la producción de gas hidrocarburo con y sin nitrógeno, es importante evaluar que en la selección del dato de actividad (producción de gas en mmpcd) y en la estimación de emisiones, se tomen los datos de producción de gas sin el volumen de nitrógeno, tal como se describe en lo reportado en las tablas de datos del Sistema de Información	Se actualizaron los datos de producción de gas conforme a las prospectivas de gas natural 2018-2032. Se corrigieron los datos observados 2013-2019 restando el volumen de nitrógeno. Asimismo, en la figura 3.11 de la prospectiva de gas natural 2018-2032 se hace la notación que dichos datos no consideran el nitrógeno.

Energética de la SENER (SIE) para producción de gas.	
3. Cuando se estiman los venteos y otras fugitivas que corresponden al procesamiento de gas natural (1B2), se observa que el dato de actividad considerado para estimar la emisión se refiere al gas húmedo procesado, sin hacer una separación del gas húmedo amargo (procesado en plantas de gas amargo) y el gas húmedo dulce (procesado en plantas de gas dulce) de menor intensidad. El factor de emisión del venteo usado en la línea base fue de 37 tCO2/MMm3 Gas húmedo procesado, sin embargo, Pemex en acuerdo con SEMARNAT, usa el factor de emisión de 63 tCO2/MMm3 para reportar sus emisiones al RENE del gas procesado en plantas de gas amargo (Factor de emisión nivel 1, cuadro 4.2.4 del IPCC, 2009). Se sugiere se indique la referencia del factor de emisión usado en la línea base y se homologue con el dato acordado con SEMARNAT, de igual manera, se identifique en el dato de actividad, el procesamiento de gas enviado a plantas de gas dulce y a plantas de gas amargo, donde el factor de emisión por venteo de CO2 cambia de manera importante para cada tipo de gas enviado a plantas de proceso.	Se hizo la segregación entre gas húmedo amargo y gas húmedo dulce, asimismo se utilizó el FE propuesto por PEMEX para el gas amargo de 63 tCO2/MMm3 de acuerdo con lo establecido en el cuadro 4.2.4 del Cap. 4 vol. 2, directrices del IPCC.
4. Los venteos de la refinación de crudo, se presentan de tres tipos (1, 2 y 3) sin especificar a qué procesos corresponden esos venteos. Los tres venteos que en Pemex se identifican para el reporte del RENE son: la regeneración del catalizador de la FCC, el reformado de vapor para la producción de hidrógeno y los oxidadores térmicos de las plantas de azufre. Si alguno de los venteos que se tienen para construir la línea base se refiere al venteo por la producción de hidrógeno, se sugiere no considerar la producción o procesamiento de crudo de la refinería Salina Cruz, dado que esa instalación no produce hidrógeno por reformado de vapor, por lo que se estaría sobreestimando la emisión para ese tipo de venteo.	Se hizo la notación en los tipos de venteo, corresponde al tipo 1 la regeneración del catalizador de la FCC, el tipo 2 el reformado de vapor para la producción de hidrógeno y el tipo 3 los oxidadores. Así bien, se restó el volumen enviado a la refinería de Salina Cruz para el cálculo de las emisiones por venteo en el reformado de vapor para la producción de hidrógeno.
5. El factor de emisión usado para estimar las emisiones de venteo de la producción de amoniaco se estableció en la línea base de 1.694 tCO2/tNH4 producido. Pemex en acuerdo con SEMARNAT, usa el factor de emisión de 1.199 tCO2/tNH4 producido, el cual fue calculado por balance de materia y	Para esta fuente de emisión cabe mencionar que se reporta dentro del sector de la industria química, la cual a su vez está dentro de la línea base sectorial de industria. Asimismo, se realizó la socialización de dicha proyección con la

proporcionado por el centro de trabajo. El factor de emisión es correspondiente al publicado por la Asociación Europea de Fabricantes de Fertilizantes (EFMA, Best Available Techniques, Production of Ammonia), que se basa en tecnologías de producción de amoniaco a base de gas natural, similar al que se tiene en Pemex. No se considera en este cálculo las reducciones de CO2 que van a ventas o el usado para elaborar urea (que en un futuro próximo entrará en operación una planta de producción de urea en Pemex Fertilizantes).	Asociación Nacional de la Industria Química empleando los factores de emisión del IPCC, sin embargo, se pidió valorar con PEMEX dichos supuestos. Por tal motivo en el archivo Excel "LB_industria_química" pestaña "1A2c-2B Química-ANIQ-PEMEX" se realizó el escenario con los cambios en el factor de emisión empleado en la producción de amoniaco y de los siguientes comentarios. Sin embargo, se solicita de la manera más atenta proporcionar el estudio citado para poder reportar ante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, la elección de dicho factor de emisión.
6. El factor de emisión usado para estimar las emisiones de venteos de la producción de óxido de etileno se estableció en la línea base de 0.663 tCO2/tC2H4O producido, que corresponde al valor default del IPCC, 2009 (tabla 3.20). Sin embargo, Pemex en sus plantas de Cangrejera y Morelos reportan al RENE con un factor de emisión de 0.5 tCO2/tC2H4O producido. El factor corresponde al IPCC, 2009 (tabla 3.20) para la misma configuración de la planta (reacción de etileno con oxígeno), pero con un catalizador selectivo en el reactor catalítico de 80 (t etileno/t óxido de etileno de 0.80), que hace que el factor de emisión cambie.	Se empleó el factor proporcionado de 0.5 tCO2/tC2H4O producido ya que se debe a un mejor ajuste a las condiciones nacionales empleando las metodologías del IPCC.
7. Evaluar el factor de emisión usado para estimar las emisiones de venteos por la producción de acrilonitrilo, derivado a que se están usando factores de emisión (1 tCO2/t C3H3N producido y 0.00018 tCH4/t C3H3N producido) por default del IPCC, que asumen que los productos secundarios de la reacción de formación de acrilonitrilo son enviados a quemador o recuperados cómo fuente energía en equipos de combustión, sin embargo, en la Planta Petroquímica de Morelos donde se tiene ese proceso, para efecto del reporte del RENE se usa el factor de emisión de 0.83 tCO2/t C3H3N, valor sustentado en la tabla 3.22 del IPCC,2009, donde se asume que todo el acetonitrilo subproducto es enviado a quemador, lo que hace que la selección del factor cambie.	Se empleó el factor proporcionado de 0.83 tCO2/t C3H3N producido ya que se debe a un mejor ajuste a las condiciones nacionales empleando las metodologías del IPCC.

Contribuciones y comentarios del sector industrial químico

Comentarios y observaciones de ANIQ	Respuesta INECC
La industria química es el segundo sector con mayor aporte al PIB. No cuentan con datos completos históricos para la elaboración de la LB en cuestión	Se elaboró la LB utilizando los datos del Balance Nacional de Energía para los combustibles y de la ANIQ para los datos de producción.
Para la producción de etileno, Braskem Idesa comenzó su producción en el 2016 presentando sus capacidades de producción del 2018 – 2030.	Esperará la conclusión del ANIQ sobre si incluir o no los datos de Brakem Idesa para las estimaciones de Etileno y Polietileno.
Para la producción de Dióxido de Titanio, presentó los datos históricos de producción, exportación, importación y consumo de 2010-2018.	Utilizará los datos proporcionados para elaborar la LB.
Para la producción de ácido nítrico, mencionó que la capacidad instalada de producción es cercana a las 450 000 toneladas al año.	Mencionó que, en su LB, la capacidad proyectada a 2030 es de 500 000 toneladas. La ANIQ estuvo de acuerdo.
Para la producción de amoniaco, mencionó que PEMEX cuenta con tres plantas en rehabilitación por lo que su LB irá en aumento.	La LB proyectada del INECC es acorde a dichas consideraciones.
Para la producción de caprolactama, menciono que la producción anual es de 85 000 toneladas y que la tasa de producción va en aumento.	Presentó una LB con tendencia a la disminución en para la producción de caprolactama y realizará el ejercicio de estimación de la LB con las consideraciones de la ANIQ.
Para la producción de HCFC´s y HFO´s, la ANIQ presentó las metas de reducción de HFC´s en México, que son: en 2029 del 10%, en 2035 del 30%, en 2040 del 50% y en 2045 del 80%, tomando como LB el promedio de la producción en 2020, 2021 y 2022. El gas HCFC-22, tiene usos emisivos y no emisivos por lo que la LB debe construirse considerando que la producción de HCFC-22 para fines no emisivos va en aumento. Las proyecciones que ANIQ presentó para esta producción están basadas en su actual producción, ventas y demandas esperadas.	Realizar el ejercicio de la estimación de las emisiones de la línea base de la industria química con las consideraciones.

Contribuciones y comentarios del sector industrial cementero

Comentarios y observaciones de CANACEM	Respuesta INECC
La LB debe reflejar un crecimiento económico y por lo tanto también un aumento en el cálculo de emisiones.	La LB si considera un crecimiento económico en la industria, no obstante, las emisiones son bajas ya que se considera que el proceso de producción es más eficiente, emitiendo menos contaminantes por productos producido.
Mencionó que poseen datos de emisiones de CO2 debido a su participación en el mercado de carbono, las cuales son menores a las reportadas en el Inventario de Emisiones.	Explicó la diferencia entre las emisiones estimadas en el Inventario y las proyecciones calculadas en el cálculo de la Línea Base. Consideró que la LB proporcionada por CANACEM se está subestimando.
Mencionó sugirió el uso de factores de emisión para combustibles alternos.	Presentó las consideraciones para la elaboración de la línea base, en dónde se utilizó el comportamiento de consumo energético en PJ por tipo de combustible, así como la producción en toneladas de los distintos productos del sector en el periodo de 2003-2013.
Comentó que la cantidad de combustóleo y gas natural es más bajo del real y que su tasa de uso de mantendrá constante. Sugiere que la TCMA del 1.1% para el cemento gris es menor a la real.	Realizará el ejercicio de estimación de la LB incluyendo las consideraciones de CANACEM para su revisión.
Propuso una TCMA del 2.71% con base a la producción del periodo 2018-2020.	La LB tiene su año base en el 2013 por lo que esta sugerencia no se tomó en cuenta, ya que no sería congruente con la metodología.
Sugirió utilizar el factor de descarbonatación empleado por el RENE el cual corresponde a 0.536 t CO_2/t cli, y es el mismo que utiliza la CSI y GCCA	Realizó el ejercicio para considerar la sugerencia del factor de emisión y una TCMA de 2.71%.

Contribuciones y comentarios del sector industrial hierro y acero

Comentarios y observaciones de CANACERO	Respuesta INECC
Mencionó que sería conveniente estimar las emisiones de las importaciones de acero.	En la elaboración del INEGYCEI y de la línea base sólo se consideran las emisiones que son generadas en el país
Mencionó que en varias de sus plantas el combustible fósil consumido no sólo es utilizado para la producción sino también para la autogeneración de energía eléctrica.	actualmente se hace la separación de las emisiones destinadas a la generación de energía eléctrica y se reportan en el sector Energía. Calculó el consumo energético en PJ por tipo de combustible, así como la producción en toneladas de los distintos

	productos del sector en el periodo de 2003-2013
Mencionó que el crecimiento de las emisiones estimadas de 2013 a 2030 representan un crecimiento de solo el 17% siendo un cálculo subestimado	Se realizó el ejercicio del cálculo de emisiones por tonelada producida en 2013 y en 2030, para analizar si el BAU considera emisiones similares, con la proyección de producción que CANACERO le proporciona. Finalmente se decidió emplear un crecimiento del 1.5% por el factor de elasticidad de 1.7 que propuso CANACERO para la proyección de la producción de acero hacia el 2030.
CANACERO presentó las proyecciones que realizaron en 2015 del NDC original para las emisiones de CO2 del sector, las cuales incluyen el crecimiento del PIB y un crecimiento de producción en función del consumo. También sugirió que la metodología para el cálculo de las emisiones sea la utilizada en el RENE, misma que está basada en el World Steel Association y el IPCC.	Se explicó que de acuerdo al IPCC se pueden actualizar las metodologías y factores de emisión empleados siempre y cuando se cumpla el principio de transparencia y se compruebe que es el adecuado para el país. Se seguirá trabajando en la actualización de la metodología de cálculo para el sector hierro y acero.
Comentó que la LB debe reflejar la aplicación del T-MEC: que la producción nacional de acero actual no es suficiente para cubrir la demanda, aunque se proyecta una disminución en las importaciones: del 30% al 27%. En la elaboración de su LB utilizaron un crecimiento del PIB del 2.5% a partir del 2022, con lo que proyectan un consumo de entre 278 y 304 kg/per cápita de acero para 2030. La elasticidad en el consumo de acero (relación de crecimiento del consumo del acero vs crecimiento del PIB) en los últimos 30 años fue de 3.3, sin embargo, en sus proyecciones se utilizó un valor conservador entre 1.8 y 1.7.	Aclaró que en la línea base del sector incluye únicamente lo producido en México, por lo que la Línea Base no deberá incluir las emisiones indirectas derivadas de la importación.
Presentó sus emisiones estimadas a 2030 de únicamente CO2 incluyendo tanto emisiones por proceso como emisiones por consumo de combustibles fósiles, además de incluir las emisiones indirectas asociadas principalmente al consumo de energía eléctrica.	Comentó que en la Línea Base no se consideran las emisiones del consumo eléctrico (indirectas), las emisiones de autogeneración se reportan en el sector de Energía.
CANACERO comentó que sería complicado desagregar las emisiones por consumo de combustibles dividiendo aquellas que se emiten por el proceso y aquellas que se emiten por la cogeneración para autoabastecimiento de energía eléctrica.	Solicitó que CANACERO realizara un ejercicio para estimar las emisiones directas del sector de forma agregada.

Comentó que no consideran adecuado utilizar los factores de emisión del IPCC para emisiones con horno de arco eléctrico ya que dichos factores son exclusivos para chatarra y en México el uso de hornos eléctricos no se da exclusivamente con chatarra.	Se revisaron las diferencias metodológicas del IPCC y del WSA. No obstante, no fue posible determinar los factores de emisión del WSA para aplicarlos a la construcción de la línea base. Sin embargo, se seguirá trabajando en el mejoramiento del cálculo de las emisiones y proyecciones del sector con la CANACERO.
CANACERO comentó que en la metodología actual de la Línea Base del sector únicamente incluye las emisiones de la producción de hierro y acero, dejando de lado las emisiones generadas por la manufactura de productos semiterminados (billet, planchón, etc.), los cuales pueden tener un importante aporte en las emisiones del sector.	Comentó que las Líneas Base incluyen todo el consumo energético del país, por lo que si estas empresas dedicadas a la manufactura del acero no aparecen en el sector de hierro y acero aparecen en el sector de "Otras industrias", sin embargo, aunque su consumo de combustibles si está siendo contabilizado, lo que es probable que no se esté considerando son las emisiones de proceso por la producción de estos semiterminados.

Contribuciones y comentarios del sector industrial calero

Comentarios y observaciones del Grupo de Representantes de la Producción de Cal	Respuesta INECC
Consideraron adecuado el uso de una TCMA del 1.5%, el cual ha sido el utilizado por el INECC.	Explico que la LB se calculó con una TCMA del 1.5% por tipo de cal producido.
Sugirieron el uso de los factores de emisión publicados en el DOF.	En el inventario y la LB se deben utilizar los factores de emisión propuestos por el IPCC, los cuales también están acorde a los utilizados en el RENE.
Remarcaron que la producción de cal hidratada puede derivar en un conteo doble de producción de cal viva, debido a su forma de producción.	Tomo en consideración solo utilizar los datos de cal viva, ya que esta se produce durante la etapa de calcinación la cual es emisiva mientras que la hidratación de la cal es no emisiva.

Contribuciones y comentarios del sector industrial minero

Comentarios y observaciones de CAMIMEX y VITRO	Respuesta INECC
Para la producción de minerales metálicos, CAMIMEX mencionó que deben considerarse los factores económicos para la proyección de la LB.	La LB ya considera un aumento en la producción nacional de minerales metálicos, no obstante, la disminución en las emisiones de debe a que se consideró que el proceso sería más eficiente con el paso de tiempo,

	emitiendo menos contaminantes por productos producidos.
Para la producción de minerales metálicos, CAMIMEX mencionó que los procesos siderúrgicos son parte de los procesos de producción.	Las emisiones derivadas de los procesos siderúrgicos se consideran dentro de la LB de la industria del hierro y el acero.
Para la producción de minerales metálicos, CAMIMEX solicitó la memoria de cálculo por mineral metálico para analizar los factores de emisión ya que no consideran la producción de coque de petróleo dentro de sus actividades.	envió el documento con la explicación metodológica y las consideraciones de los cálculos para la estimación de la Línea Base, incluyendo los datos de producción utilizados
Para la producción de vidrio, VITRO sugirió la incorporación de las medidas de mitigación en el cálculo de su LB.	comentó que los aspectos de mitigación y consideraciones para el mercado de carbono se evaluaran posteriormente
Para la producción de vidrio, VITRO comentó que las eficiencias energéticas varían de acuerdo al producto, por lo que recomiendan que los factores de emisión estén en función de la eficiencia energética de los procesos y sugieren realizar un ejercicio de evaluar la tendencia de la industria en los últimos 5 años	realizó el ejercicio de la estimación de la línea base de la industria del vidrio considerando el comportamiento de 2009 a 2013
Para la producción de vidrio, VITRO mencionó que existen otras empresas productoras de vidrio y que utilizan carbonatos.	Se pusó en contacto con las demás empresas al recibir la información de contacto por parte de VITRO.

Contribuciones y comentarios del sector industrial papelero

Comentarios y observaciones de la Cámara Nacional de la Industria de la Celulosa y el Papel	Respuesta INECC
Propuso la utilización de los datos del SIE para el cálculo de LB en los rubros de energéticos y uso de carbonatos hasta el 2018 ya que considera que la que la curva proyectada no refleja la realidad para esta industria.	Las principales contribuciones para esta industria están representadas por el uso de energéticos, con menos emisiones derivadas a los procesos productivos.
Sugirió el cambio del año base de 2013 a 1990.	El uso del 2013 como año base corresponde a un acuerdo nacional por lo que no es posible realizar ese cambio.
Se redujeron las emisiones con origen en la matriz energética debido a la disminución en el uso de combustóleo y gas natural.	Durante el cálculo de la Línea Base se utilizaron Tasas de Crecimiento Media Anual (TCMA) negativas
Compartió los datos históricos de la capacidad instalada del sector y de la producción de papel del 2000 al 2019, mostrando un considerable aumento después del 2013.	Prometió revisar el ´cálculo de la LB con las consideraciones propuestas.
compartió 4 distintas proyecciones a 2030 utilizando distintas tasas de crecimiento (2.1, 2.2, 2.7 y 3%).	Realizó el ejercicio para considerar las TCMA propuestas y seleccionar la más adecuada.

Contribuciones y comentarios del sector eliminación de residuos sólidos

Comentarios y observaciones de la Dirección General de Fomento Ambiental Urbano y Turístico (DGFAUT) de SEMARNAT	Respuesta INECC
Propuso que se hiciera un escenario con distintas distribuciones de residuos sólidos en los distintos tipos de sitios de disposición final.	Los porcentajes provienen de datos duros de encuestas oficiales del INEGI y CGCySA del INECC, siendo información oficial que se utiliza siguiendo los principios del IPCC de transparencia y uso de datos oficiales.
Menciono que la quema de residuos controlada en rellenos sanitarios si está permitida por la legislación oficial	Reitero que dentro de esta categoría sólo se incluyen las quemas sin control.

Contribuciones y comentarios del sector tratamiento y eliminación de aguas residuales

Comentarios y observaciones de la Gerencia de Potabilización y Tratamiento	Respuesta INECC
Comparte información de inventarios de 2016, 2017 y 2018 de las diferentes tecnologías de tratamiento de aguas residuales municipales, para complementar y contribuir a un cálculo más apegado al avance que se ha dado en estos años.	Prometió revisar información compartida para corroborar que sea de ayuda para el cálculo de la LB con las consideraciones propuestas.
Se plantea estrategia de la conversión de las lagunas de estabilización a lodos activados.	Los MCF de las Lagunas de estabilización y aireadas son de 0.3 y 0.4 respectivamente, mientras que el MCF de los lodos activados es 0.4, por lo que no se presentaría una disminución de GEI.
Se propuso que se hiciera un escenario complementario de la distribución de emisiones y captaciones de GEI en plantas con sistemas aerobios y anaerobios.	Los elementos mencionados pertenecen al proceso de mitigación, primeramente, es conocer la Línea base, posteriormente analizar problemáticas y soluciones para tratarlo de manera conjunta.
Las emisiones de óxido de nitrógeno pueden ocurrir dentro de la planta de tratamiento o en la descarga, por lo que es necesario cuantificar las emisiones de las aguas tratadas o no tratadas descargadas en los cuerpos receptores de agua.	Dentro de la Línea Base de tratamiento y eliminación de aguas residuales domésticas no se considera el óxido nitroso en las aguas no tratadas, por falta de conocimiento en las características de las aguas ya que no se han

	identificado valores de emisión según la Metodología del IPCC 2006.
Observó una disimilitud en la comparación de resultados de la Demanda Química de Oxigeno por metro cúbico	Se hace revisión de manera conjunta para respetar los principios de las estimaciones de la Línea Base.
Aporta Información de Cobertura de Tratamiento esperada acorde a las inversiones, y evolución de recursos.	Implementa datos para la tasa de crecimiento y cobertura de tratamiento.
Comparte los tipos de tratamiento y Tecnologías que se implementaran.	Analiza los posibles cambios en la generación de GEI.

MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

INECC

INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO