



**COMISIÓN DE COOPERACIÓN
ECOLÓGICA FRONTERIZA**



Center for Climate Strategies
Helping States and the Nation Tackle Climate Change

**EMISIONES DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO
EN COAHUILA
Y PROYECCIONES DE
CASOS DE REFERENCIA
1990-2025**

**EN COLABORACIÓN CON EL GOBIERNO DEL
ESTADO DE COAHUILA**



JUNIO 2010

Emisiones de gases de efecto invernadero en Coahuila y proyecciones de casos de referencia 1990-2025.

Autores: Daniel Chacón Anaya
María Elena Giner
Mario Vázquez Valles
Stephen M. Roe
Juan A. Maldonado
Holly Lindquist
Brad Strobe
Rachel Anderson
Cristina Quiroz
Jackson Schreiber

ISBN: 978-607-8021-09-3

ISBN: 978-607-8021-09-3



© BECC-COCEF
1ª. edición, 2010
Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza
Border Environment Cooperation Commission
Blvd. Tomás Fernández núm. 8069
Ciudad Juárez, Chihuahua, 32470
Tel. (52-656) 688-4600
Impreso en México - Printed in Mexico
Impreso en papel reciclado 24 libras

Emisiones de gases de efecto invernadero en Coahuila y proyecciones de casos de referencia 1990-2025 / Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza, 2010. 135 p.; 27 cm.

Incluye bibliografía

ISBN: 978-607-8021-09-3

Este informe es una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el periodo de 1990 a 2005, así como una proyección de las emisiones hasta el 2025. El inventario y proyección sirve como un punto de partida para apoyar al estado con un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones futuras en Coahuila. Este estudio es fundamental para la elaboración del Plan Estatal de Acción Climática (PEAC). El inventario y las proyecciones comprenden los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de emisiones de GEI de México y comúnmente se reportan en los informes internacionales conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e).

1. Gases de efecto invernadero – Coahuila, México – Estadísticas (1990-2005)
2. Gases de efecto invernadero - Coahuila, México – Proyecciones (2025)
3. Gases de efecto invernadero – Coahuila, México – Plan Estatal de Acción Climática
4. Gases de efecto invernadero – Aspectos ambientales – Coahuila, México

TD885.8G56 E55 2010





**COMISIÓN DE COOPERACIÓN ECOLÓGICA FRONTERIZA
(COCEF)**

**EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN COAHUILA
Y PROYECCIONES DE CASOS DE REFERENCIA 1990-2025**

**CONTRATO No. CONTA09-034
PID 2026**

Elaborado por:

Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson,
Cristina Quiroz y Jackson Schreiber

The Center for Climate Strategies
1899 L Street, Suite 900
Washington, DC 20036

En colaboración con la:

Secretaría de Medio Ambiente del Estado de Coahuila

Revisión Junio de 2010
Impresión Octubre de 2010



The Center for Climate Strategies

Helping States and the Nation Tackle Climate Change

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Agradecimientos

Agradecemos todo el tiempo y el apoyo que nos brindaron a las diversas instancias del Estado de Coahuila, así como a los estados vecinos y a las dependencias federales. Nuestro agradecimiento en particular a Ing. Juan Francisco Martínez Avalos, Ing. José Jaime Garzón, M.C. Jesús Raúl Flores Reyna de la Secretaría de Medio Ambiente del Estado de Coahuila (SEMACE); Biol. Julia Martínez e Ing. Luis Conde del Instituto Nacional de Ecología (INE); Mtro. Daniel Chacón e Ing. María Elena Giner, PE; de la Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF).

Los autores también desean expresar su agradecimiento a los señores Michael Lazarus, Maureen Mullen, Stephen Roe y Randy Strait del Centro de Estrategias Climáticas [Center for Climate Strategies (CCS)] quienes aportaron valiosos comentarios durante el desarrollo de este informe.



[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Contenidos

Página

Agradecimientos	i
Acrónimos y Términos Importantes	v
Resumen Ejecutivo	vii
Resumen de Resultados Preliminares	1
Introducción	1
Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Coahuila: Fuentes y Tendencias	3
Emisiones Históricas.....	3
Descripción General.....	3
Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Procesos Industriales.....	8
Proyecciones de Casos de Referencia.....	10
Incertidumbres Claves y Pasos Sigüientes.....	12
Enfoque	13
Metodología General	13
Principios y Lineamientos Generales.....	16
Apéndice A. Suministro y Consumo de Electricidad	A-1
Apéndice B. Quema de Combustible Residencial, Comercial e Industrial (RCI)	B-1
Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte	C-1
Apéndice D. Procesos Industriales y Uso de Productos	D-1
Apéndice E. Industrias de Combustibles Fósiles.....	E-1
Apéndice F. Agricultura.....	F-1
Apéndice G. Manejo de Residuos.....	G-1
Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo	H-1
Apéndice I. Recomendaciones del INE para la siguiente actualización de los Inventarios de GEI...I-1	I-1



[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Acrónimos y Términos Importantes

a - año

AR – Aguas Residuales

bbls – Barriles

Btu – Unidad Térmica Británica

C – Carbono

CaCO₃ – Carbonato de Calcio

CCS – Center for Climate Strategies [*Centro de Estrategias Climáticas*]

CFCs – Clorofluorocarbonos

CH₄ – Metano

CHP – Combined Heat and Power [*Calor y Energía Combinados*]

CO₂ – Dióxido de Carbono

CO₂e – Dióxido de Carbono Equivalente

CONAFOR – Comisión Nacional Forestal

DBO – Demanda Bioquímica de Oxígeno

EE.UU – Estados Unidos de América

EIIP – Emission Inventory Improvement Program [*Programa de Mejoras a los Inventarios de Emisiones*]

EPA EE.UU. - United States Environmental Protection Agency [Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos]

GEI – Gases de Efecto Invernadero

Gg – Giga gramo

GLP – Gas Licuado de Petróleo

GWh – Giga watt-hora

H₂CO₃ – Acido Carbónico

HCC – Herramienta Calculadora de Carbono

HCFCs – Hidroclorofluorocarbonos

HEA – Horno Eléctrico de Arco

HFCs – Hidrofluorocarbonos

HNO₃ – Acido Nítrico

INEGI – Instituto Nacional de Estadísticas y Geografía



IPCC – International Panel on Climate Change [*IPCC-Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático*]

kg – Kilogramo

kWh – Kilowatt-hora

lb – Libra

LFGTE – Landfill Gas Collection System and Landfill-Gas-to-Energy [*Sistema de Recolección de Gases de Relleno Sanitario y Biogás-a-energía*]

Mg – Mega gramos

MMBtu – Millón de unidades térmicas británicas

MTm – Millón de toneladas métricas

MTmCO₂e – Millón de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

N₂O – Óxido Nitroso

NEMS – National Energy Modeling System [*Sistema Nacional de Modelaje de Energía*]

NH₃ – Amoníaco

OEIDRUS - Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable

PCG – Potencial de Calentamiento Global

PFCs – Perfluorocarbonos

PMC – Productos de Madera Cosechada

ppb – Partes por billón

ppm – Partes por millón

ppmv – Partes por millón por volumen

ppt – Partes por trillón

RCI – Residencial, Comercial, e Industrial

RS – Relleno Sanitario

SDO – Sustancias Destructoras de Ozono

SEMARNAT – Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SENER – Secretaría de Energía

SF₆ – Hexafluoruro de azufre

SIACON -- Sistema de Información Agropecuaria de Consulta

SIT – State Greenhouse Gas Inventory Tool [*Herramienta para inventarios estatales de gases de efecto invernadero*]

T&D – Transmisión y Distribución

Tm – Tonelada métrica (equivalente a 1.102 toneladas cortas [toneladas americanas])

Resumen Ejecutivo

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI); con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS) que elaboró, en colaboración con la Secretaría de Medio Ambiente del Estado de Coahuila (SEMACE), una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el periodo de 1990 a 2005, así como una proyección de las emisiones hasta el 2025. SEMACE aportó al proyecto tanto coordinación como contenido técnico, especialmente en el sector de procesos industriales. El inventario y la proyección sirven como un punto de partida para apoyar al estado con un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones futuras en Coahuila.

Se calcularon las emisiones antropogénicas de GEI y los sumideros de carbono antropogénicos (almacenamiento de carbono) de 1990 a 2025. Las estimaciones históricas sobre emisiones de GEI (1990 a 2005)¹ se elaboraron usando una serie de principios y lineamientos generalmente aceptados para los inventarios estatales de emisiones de GEI con base en datos y cifras específicas sobre Coahuila en la medida de lo posible. Las proyecciones iniciales de los casos de referencia (2006-2025) se sustentan en una compilación de proyecciones sobre la producción de energía eléctrica, consumo de combustible y otras actividades generadoras de GEI en Coahuila, las cuales se basan en las proyecciones oficiales del gobierno y alternativamente en la extrapolación de tendencias históricas. Las fuentes de datos, métodos y los resultados detallados por nivel de sector se describen en los apéndices de este reporte.

El inventario y las proyecciones comprenden los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de emisiones de GEI de México² y comúnmente se reportan en los informes internacionales conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e), la cual indica la aportación relativa de cada gas, por masa unitaria, al forzamiento radiativo global promedio con base en el potencial de calentamiento global (PCG) ponderado.³

¹ El último año de datos históricos disponibles es distinto según el sector, oscilando entre el 2000 y el 2005.

² Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI)

³ Los cambios en las concentraciones atmosféricas de GEI pueden alterar el equilibrio de las transferencias de energía entre la atmósfera, el espacio, la tierra y los océanos. Uno de los indicadores de estos cambios se denomina forzamiento radiativo, el cual es sencillamente la medida de los cambios en la energía disponible en el sistema Tierra-atmósfera (IPCC, 1996). Manteniendo todo lo demás constante, los incrementos en las concentraciones de GEI en la atmósfera producirán un forzamiento radiativo positivo (es decir, un incremento neto en la absorción de energía por parte de la Tierra), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Las estimaciones de las emisiones de CO₂e se basan en los valores de potencial de PCG listado en el Reporte de la Segunda Evaluación del IPCC (SAR)



Como se indica en el Cuadro ES-1, las actividades en Coahuila constituyeron aproximadamente 39.3 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e) *brutas basadas en la producción*⁴ en 2005, una cantidad igual a aproximadamente el 6.0% de las emisiones brutas de GEI de México en el 2005, excluyendo los sumideros de carbono, tales como reservas de carbono en zonas forestales. En Coahuila, las emisiones brutas de GEI basadas en la producción aumentaron en un 16% de 1990 al 2005, mientras que en el ámbito nacional también incrementaron en 31% en el mismo lapso.⁵ El crecimiento de las emisiones en Coahuila de 1990 al 2005 se relaciona principalmente con el consumo de electricidad y los procesos industriales.

En este informe también se incluyen estimaciones iniciales sobre los sumideros de carbono que se encuentran dentro de las zonas boscosas y en los almacenamientos de carbono en relleno sanitarios de Coahuila. Sin embargo, aún se necesita trabajar más para poder comprender mejor las emisiones/los sumideros de CO₂ en las zonas arboladas urbanas, los cambios en el uso de suelo y las prácticas de cultivo que generan cambios en los suelos agrícolas. Por otro lado, existe necesidad considerable de depurar aún más las estimaciones iniciales sobre los sumideros forestales que se presentan en este informe (Ej. contabilizar las pérdidas/ganancias en zonas forestales; ver Apéndice H). Trabajo adicional para mejorar las estimaciones de los sumideros de carbono en zonas agrícolas y forestales podría dar como resultado cambios sustanciales en las estimaciones presentadas en este informe. Las estimaciones actuales indican que en el 2005 se secuestraron en la biomasa forestal de Coahuila y en los rellenos sanitarios alrededor de 0.6 MTmCO₂e; sin embargo, esto excluye cualquier pérdida relacionada con la conversión de suelos forestales debido a la falta de información. La inclusión de estos sumideros arroja un resultado de 38.7 MTmCO₂e en emisiones netas basadas en la producción en Coahuila para el 2005.

En la Figura ES-1 se comparan las emisiones brutas de producción per cápita y por unidad de derrama económica en México y en el Estado.⁶ En una base per cápita, Coahuila emitió aproximadamente 15.9 toneladas métricas brutas basadas en la producción de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995, 176% mayor que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Coahuila aumentaron a 16.4 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional incrementaron solamente a 6.4 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Coahuila excedió el aumento de las emisiones para el periodo de 1995-2000 dando como resultado la disminución en emisiones de GEI por unidad de producto estatal.

Tal como se ilustra en la Figura ES-2 y se indica en forma numérica en el Cuadro ES-1, , las emisiones brutas de GEI basadas en consumo del sector eléctrico disminuyen en el año 1995,

⁴ De las emisiones "brutas" se excluyen las emisiones de GEI eliminadas (secuestradas) debido a la actividad forestal y otros usos de suelo. Asimismo, de las emisiones "basadas en el consumo" se excluyen las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad para exportación.

⁵ La comparación con los resultados nacionales se obtuvo de *México Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. México: INE-SEMARNAT, 2006. Disponible en www.ine.gob.mx. Los valores de las emisiones anuales fueron del orden de 498,748 y 618,072 gigagramos en 1990 y 2002 respectivamente. Las emisiones de 2005 se derivaron de estos valores en 655,477 gigagramos.

⁶ Datos históricos de población disponibles del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Se contó con las proyecciones de población por parte de la Comisión Nacional de Población (CONAPO).



probablemente debido a una baja de demanda de electricidad a raíz de la recesión nacional registrada para aquel año. Se proyecta que las emisiones lleguen a los 47.2 MTmCO₂e para el año 2025. Esto representaría un incremento del 70% por encima de los niveles de 1990. Como se muestra en la Figura ES-3, se proyecta que el sector de procesos industriales continuará de ser un contribuidor significativo en parte por la fuerte producción de acero en el estado.

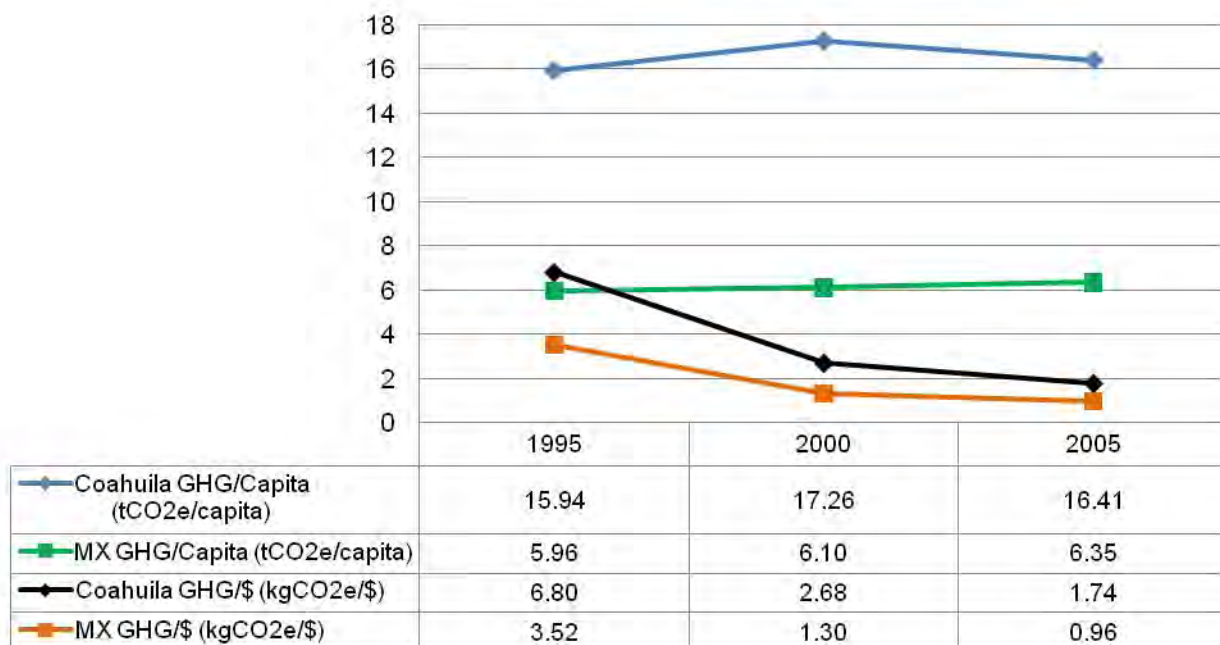
Existen algunas lagunas de información en este análisis, particularmente con respecto a las proyecciones de los casos de referencia. Las tareas primordiales para resolver dichas lagunas consisten en el análisis y actualización de los generadores de emisiones claves en las emisiones de GEI en el futuro de Coahuila (como los supuestos sobre el índice de crecimiento para la generación y consumo de electricidad, consumo de combustible para transporte, procesos industriales y consumo de combustible RCI). En los Apéndices A al H se presentan los métodos detallados, las fuentes de datos y los supuestos que se consideraron para cada sector generador de GEI, además de que también se incluyen las descripciones de las incertidumbres significativas en las estimaciones de las emisiones y/o los métodos, así como se sugieren los siguientes pasos para depurar el inventario y las proyección de casos de referencia.

Cuadro ES-1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Coahuila por Sector: 1990-2025

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	20.1	17.1	19.8	18.9	21.3	24.7	27.5	32.0
En base al Consumo Eléctrico	11.16	7.87	9.77	9.64	10.91	13.21	14.86	18.05
En base a la Producción de Electricidad	17.32	16.98	18.38	18.94	18.92	19.01	20.69	20.69
Carbón de Coque	17.30	16.91	18.08	18.14	17.98	17.98	17.98	17.98
Gas/Diesel	0.02	0.05	0.14	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09
Gas Natural	0.01	0.01	0.16	0.70	0.85	0.94	2.62	2.62
Electricidad Neta Importada	-6.16	-9.11	-8.60	-9.30	-8.01	-5.80	-5.83	-2.64
Res/Com/Ind (RCI)	4.16	4.17	4.62	3.44	3.40	3.95	4.71	5.58
Gas/Diesel	0.00	0.12	0.31	0.41	0.46	0.47	0.48	0.49
Gas Licuado de Petróleo	0.94	0.96	0.96	0.74	0.68	0.70	0.74	0.78
Gas Natural	3.21	3.09	3.34	2.28	2.26	2.77	3.48	4.29
Biocombustibles Sólidos: Leña/Residuos de Leña	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Transporte	1.82	2.15	2.36	2.65	3.34	3.85	4.25	4.66
Autotransporte-Gasolina	1.12	1.29	1.39	1.68	2.12	2.44	2.68	2.92
Autotransporte-Diesel	0.46	0.67	0.63	0.65	0.94	1.11	1.25	1.40
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.19	0.15	0.06	0.05	0.05	0.05
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02
Aviación	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ferrocarril	0.18	0.16	0.16	0.16	0.21	0.24	0.25	0.27
Industria de Combustibles Fósiles	2.93	2.93	3.01	3.15	3.69	3.69	3.69	3.70
Gas Natural	0.000	0.000	0.087	0.104	0.143	0.145	0.148	0.150
Minería de Carbono	2.927	2.927	2.927	3.041	3.545	3.545	3.545	3.545
Procesos Industriales	5.31	6.47	7.94	9.05	9.38	10.36	11.34	12.32
Producción de Cemento	0.68	0.72	0.93	1.17	1.06	0.91	0.76	0.61
Producción de Hierro y Acero	3.82	4.59	5.14	5.56	5.82	6.47	7.13	7.78
Producción de Cal	0.46	0.46	0.48	0.55	0.56	0.48	0.40	0.32
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.30	0.65	1.34	1.66	1.82	2.37	2.92	3.46
Sustitutos SDO	0.06	0.05	0.06	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14
Manejo de Residuos (Bruto)	0.50	0.56	0.60	0.66	0.72	0.76	0.81	0.85
Aguas Residuales Domesticas	0.21	0.23	0.25	0.27	0.28	0.29	0.30	0.32
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Rellenos Sanitarios	0.24	0.27	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.46
Quema a Cielo Abierto	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.05	-0.05	-0.06	-0.07	-0.07	-0.08	-0.08	-0.08
Agricultura	1.86	1.69	1.36	1.44	1.54	1.67	1.83	2.04
Fermentación Entérica	1.16	1.07	0.83	0.89	0.97	1.06	1.17	1.31
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05
Suelos Manejados	0.67	0.59	0.49	0.51	0.53	0.57	0.61	0.67
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.48	-0.53	-0.55	-0.55	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47
Forestal (flujo de carbono)	-0.47	-0.52	-0.53	-0.53	-0.43	-0.43	-0.43	-0.43
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cultivos Leñosos	-0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
Emisiones Brutas (en base al consumo)	27.75	25.84	29.68	30.02	32.97	37.49	41.51	47.20
Incremento relativo a 1990	0%	-7%	7%	8%	19%	35%	50%	70%
Sumideros para Emisiones	-0.52	-0.58	-0.59	-0.60	-0.50	-0.50	-0.51	-0.51
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	27.22	25.26	29.09	29.42	32.47	36.99	41.00	46.69
Incremento relativo a 1990	0%	-7%	7%	8%	19%	36%	51%	72%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	33.91	34.95	38.28	39.32	40.98	43.30	47.34	49.84
Incremento relativo a 1990	0%	3%	13%	16%	21%	28%	40%	47%
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	33.39	34.37	37.69	38.72	40.48	42.79	46.83	49.33
Incremento relativo a 1990	0%	3%	13%	16%	21%	28%	40%	48%



Figura ES-1. Emisiones Brutas de GEI Históricas Basadas en la Producción en Coahuila y a Nivel Nacional per Cápita y por Unidad de Derrama Económica⁷



⁷ Actividad económica expresada en valores del 2006. Información extraída del INEGI y del Banco de Información Económica.

Figura ES-2. Emisiones brutas de GEI basadas en el Consumo en Coahuila por Sector, 1990-2025

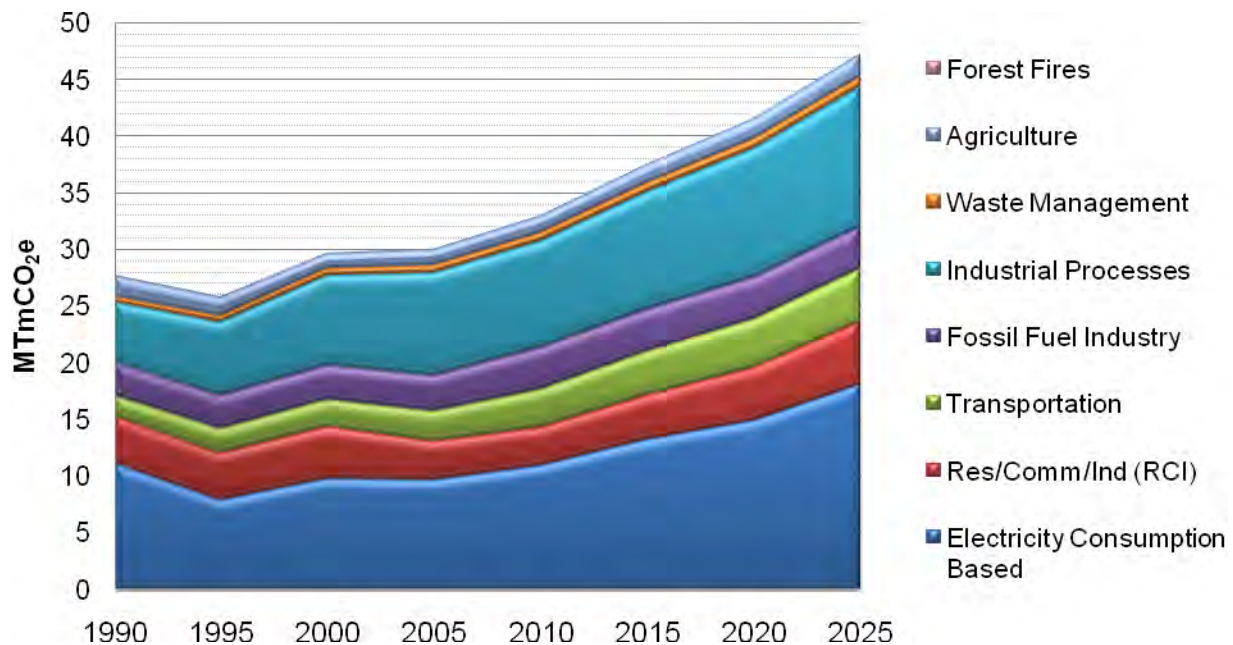
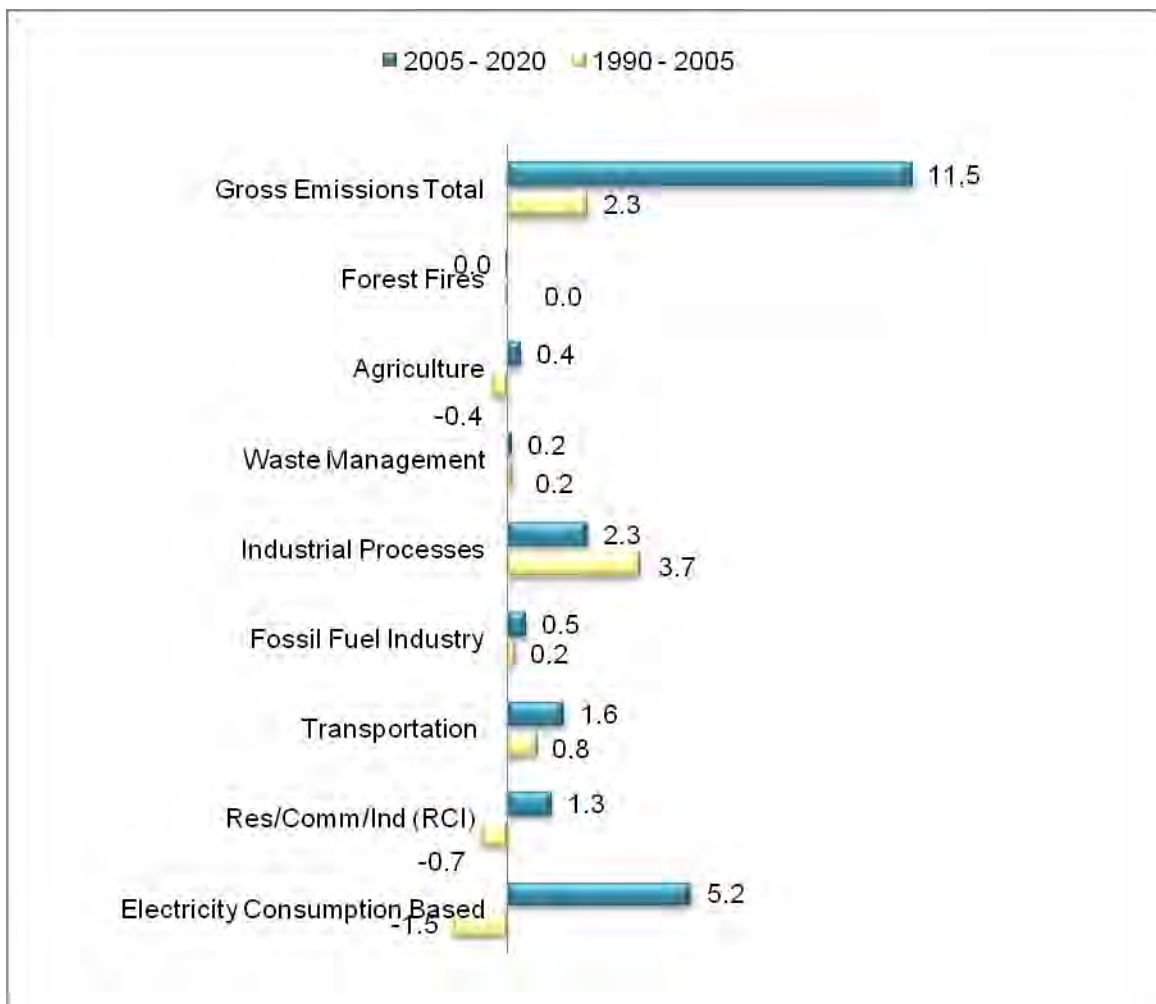


Figura ES-3. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Coahuila, 1990-2025: (Con base en MTmCO_{2e})



Res/Com – consumo directo de combustible en sectores residenciales y comerciales. Las emisiones generadas por los incendios forestales-incluyen solamente emisiones de metano y óxido nítrico. Las emisiones generadas por el manejo de residuos excluyen el almacenamiento de carbono en rellenos sanitarios.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Resumen de Resultados Preliminares

Introducción

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI), con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS), que elaboró este informe en colaboración con la Secretaría de Medio Ambiente del gobierno del Estado de Coahuila (SEMAC). SEMAC aportó al proyecto tanto coordinación como contenido técnico, especialmente en el sector de procesos industriales. El informe presenta una evaluación preliminar de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y sumideros antropogénicos en el Estado del año 1990 al 2025. El inventario y proyección constituyen un punto inicial para que el Estado tenga un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y de las posibles emisiones futuras de GEI en Coahuila y de esta manera puedan servir para informar sobre una posterior identificación y análisis de opciones para la aplicación de políticas tendientes a mitigar las emisiones de GEI. En este informe, los términos “proyección” y “proyecciones de casos de referencia” se usan indistintamente.

Las estimaciones históricas sobre emisiones de GEI (1990 a 2005) se elaboraron usando una serie de principios y lineamientos generalmente aceptados para los inventarios estatales de emisiones de GEI tal como se describe en la sección titulada "Enfoque", a continuación. Para estas estimaciones se consideraron datos y cifras específicos sobre Coahuila en la medida de lo posible. Las proyecciones iniciales de los casos de referencia (2006-2025) se sustentan en una compilación de diversas proyecciones sobre la producción de energía, el consumo de combustible y otras actividades generadoras de GEI en Coahuila, además de un grupo de sencillos y elementales supuestos que se describen en los apéndices de este informe. Mientras que 2005 es comúnmente el año con los datos históricos más recientes, existen algunas fuentes para los cuales se aplica un año diferente; no obstante, el inventario histórico será comúnmente mencionado aquí como el periodo de 1990 a 2005. Los apéndices por nivel de sector proporcionan los detalles sobre las fuentes de datos y los años aplicables de disponibilidad.

Este informe comprende los seis tipos de gases que se incluyen en el inventario nacional de GEI de México y en el informe internacional de GEI conforme al Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y hexafluoruro de azufre (SF₆). Las emisiones de estos GEI se presentan usando una métrica común, el CO₂ equivalente (CO₂e), la cual indica la aportación relativa de cada gas, por masa unitaria al forzamiento radiativo global promedio con base en el potencial de calentamiento global (PCG) ponderado.⁸

⁸ Los cambios en las concentraciones atmosféricas de GEI pueden alterar el equilibrio de las transferencias de energía entre la atmósfera, el espacio, la tierra y los océanos. Una forma de medir estos cambios se denomina forzamiento radiativo, el cual es una sencilla medida de los cambios en la energía disponible en el sistema Tierra atmósfera (IPCC, 1996). Siempre y cuando todo lo demás sea constante, los aumentos en las concentraciones de GEI en la atmósfera producirán un forzamiento radiativo positivo (es decir, un incremento neto en la absorción de

Cabe mencionar que las estimaciones preliminares sobre emisiones representan las *emisiones de GEI relacionadas con las fuentes de electricidad que se usan para satisfacer las demandas de Coahuila*, las cuales corresponden a una contabilización de emisiones basada en el consumo (ver abajo la sección titulada "Enfoque"). Otra manera de examinar las emisiones eléctricas es considerando las *emisiones de GEI que producen las plantas generadoras de electricidad en el Estado*. El presente informe contempla ambos métodos de contabilización de emisiones, pero con el fin de darle consistencia y claridad a los datos, todos los resultados totales mostrados en los cuadros de resumen y en gráficos se reportan usando cifras *basadas en el consumo*.

energía por parte de la Tierra), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Las estimaciones de CO₂ presentadas en este reporte se basan en los valores de PCG previstos en el Segundo Reporte de Evaluación del IPCC (SAR).



Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Coahuila: Fuentes y Tendencias

El Cuadro 1 presenta un resumen de las emisiones de GEI para Coahuila por sector calculadas para los años 1990, 1995, 2000, 2005, 2010, 2020 y 2025. En él se presentan los resultados del inventario y proyección de emisiones GEI de acuerdo a cuatro formas de contabilidad: 1) emisiones por consumo, 2) emisiones por producción, 3) emisiones netas, 4) emisiones brutas. El tipo de contabilidad se especifica en cada figura y cuadro. Adicionalmente, es importante resaltar que las comparaciones con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI) se hicieron en base de la contabilidad de las emisiones brutas por producción para ser consistentes con la presentación de los resultados por los autores del INEGEI.

Los detalles sobre los métodos y las fuentes de datos que se usaron para elaborar las estimaciones se presentan en los apéndices de este informe. En las siguientes secciones se ofrece un breve planteamiento sobre las fuentes de emisión de GEI (emisiones positivas, o *brutas*) y de los sumideros (emisiones negativas) por separado, a fin de identificar claramente las tendencias e incertidumbres de cada uno. Un cálculo de emisión neta incluye ambos, fuentes y sumideros de GEI.

En esta próxima sección del informe se presenta un resumen de las emisiones históricas (1990 a 2005), seguido de un resumen de las emisiones de los años proyectados en los casos de referencia (2006 a 2025) y las incertidumbres principales. Posteriormente se plantea una descripción general de la metodología general, los principios y los lineamientos que se siguieron para elaborar los inventarios. En los Apéndices A al H se exponen los métodos detallados, las fuentes de datos y los supuestos de cada sector generador de GEI.

Emisiones Históricas

Descripción General

Los análisis preliminares sugieren que en el 2005, las actividades en Coahuila contabilizaron 39.3 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e) *brutas basadas en la producción*⁹ en 2005, una cantidad igual a aproximadamente el 6.0% de las emisiones brutas de GEI de México en el 2005.¹⁰ Las emisiones brutas de GEI en Coahuila incrementaron el 16% de 1990 a 2005, mientras que las emisiones nacionales se elevaron un 31% en ese mismo lapso.

⁹ De las emisiones "brutas" se excluyen las emisiones de GEI eliminadas (secuestradas) debido a la actividad forestal y otros usos de suelo. Asimismo, de las emisiones "basadas en el consumo" se excluyen las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad para exportación.

¹⁰ La comparación con los resultados nacionales proviene de la publicación oficial titulada: *México, Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. México: INE-SEMARNAT, 2006. Disponible en www.ine.gob.mx. Los valores de las emisiones anuales fueron del orden de 498,747.57 y 618,072 giga gramos en 1990 y 2002, respectivamente. Las emisiones del 2005 se obtuvieron a partir de estos valores, con un resultado de 655,476.60 gigagramos.

En la Figura 1 se comparan las emisiones per cápita y por unidad de derrama económica en el Estado y en México.¹¹ Coahuila emitió alrededor de 15.9 toneladas métricas brutas basadas en la producción de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995, 176% mayor que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Coahuila aumentaron a 16.4 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional incrementaron solamente a 6.4 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Coahuila excedió el aumento de las emisiones para el periodo de 1995-2000 dando como resultado la disminución en emisiones de GEI por unidad de producto estatal.

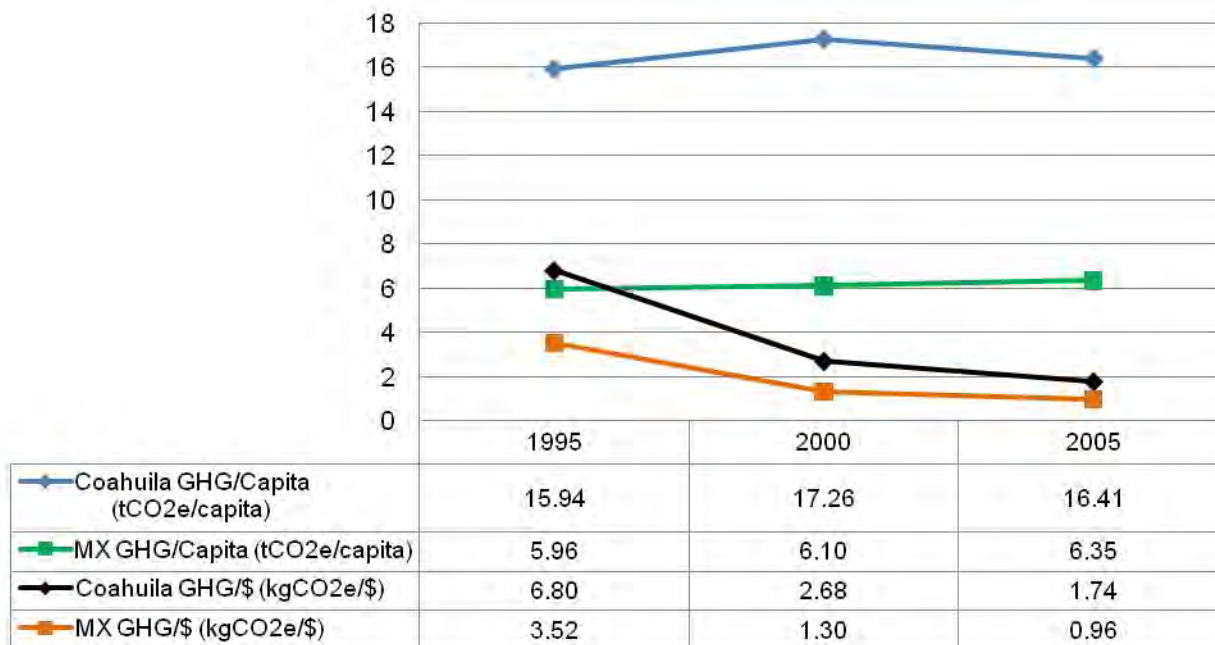
En la Figura 2 se comparan las emisiones brutas de GEI basadas en la producción de Coahuila con las emisiones de todo México en el 2005, conforme a los sectores productivos que considera el Instituto Nacional de Ecología (INE). La principal fuente de emisiones de GEI en Coahuila es el uso de energía. El uso de energía incluye actividades tales como la generación de energía, transporte, producción de combustibles fósiles y exploración, así como el consumo combustibles primarios residencial, comercial e industrial (Ej. gasolina, diesel, carbón, gas natural, gas licuado de petróleo). En el 2005, el sector energético representó el 72% de las emisiones totales de GEI en el estado de Coahuila. A nivel nacional, el sector eléctrico representó un 63% de las emisiones brutas de GEI en el 2005.

¹¹ Consultado en junio de 2008 en: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/cubos/default.asp?c=1413>

Cuadro 1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Coahuila por Sector: 1990-2025

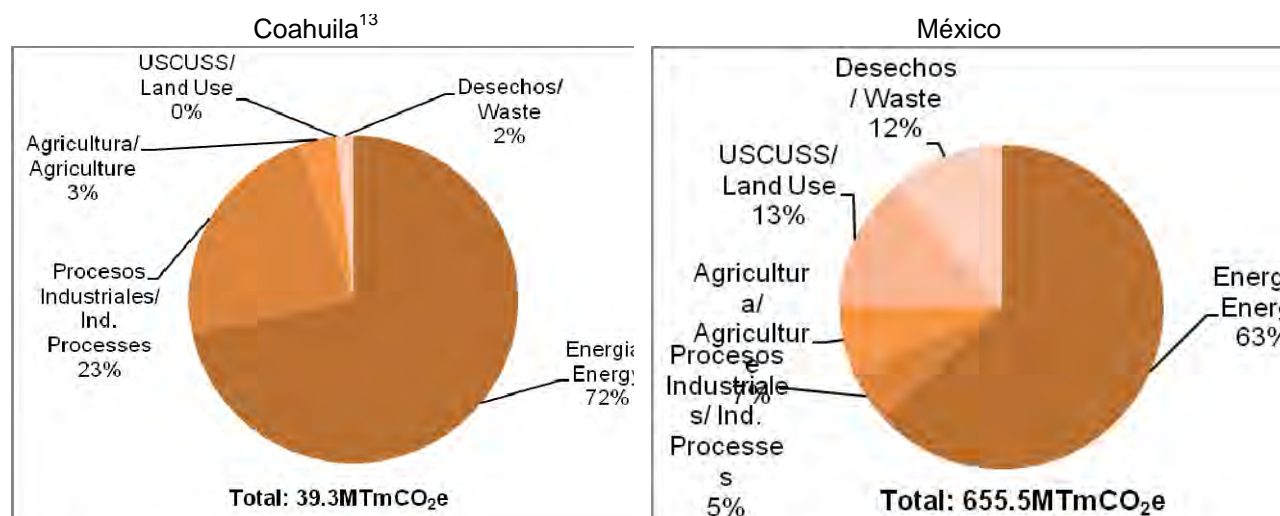
(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	20.1	17.1	19.8	18.9	21.3	24.7	27.5	32.0
En base al Consumo Eléctrico	11.16	7.87	9.77	9.64	10.91	13.21	14.86	18.05
En base a la Producción de Electricidad	17.32	16.98	18.38	18.94	18.92	19.01	20.69	20.69
Carbón de Coque	17.30	16.91	18.08	18.14	17.98	17.98	17.98	17.98
Gas/Diesel	0.02	0.05	0.14	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09
Gas Natural	0.01	0.01	0.16	0.70	0.85	0.94	2.62	2.62
Electricidad Neta Importada	-6.16	-9.11	-8.60	-9.30	-8.01	-5.80	-5.83	-2.64
Res/Com/Ind (RCI)	4.16	4.17	4.62	3.44	3.40	3.95	4.71	5.58
Gas/Diesel	0.00	0.12	0.31	0.41	0.46	0.47	0.48	0.49
Gas Licuado de Petróleo	0.94	0.96	0.96	0.74	0.68	0.70	0.74	0.78
Gas Natural	3.21	3.09	3.34	2.28	2.26	2.77	3.48	4.29
Biocombustibles Sólidos: Leña/Residuos de Leña	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Transporte	1.82	2.15	2.36	2.65	3.34	3.85	4.25	4.66
Autotransporte-Gasolina	1.12	1.29	1.39	1.68	2.12	2.44	2.68	2.92
Autotransporte-Diesel	0.46	0.67	0.63	0.65	0.94	1.11	1.25	1.40
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.19	0.15	0.06	0.05	0.05	0.05
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02
Aviación	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ferrocarril	0.18	0.16	0.16	0.16	0.21	0.24	0.25	0.27
Industria de Combustibles Fósiles	2.93	2.93	3.01	3.15	3.69	3.69	3.69	3.70
Gas Natural	0.000	0.000	0.087	0.104	0.143	0.145	0.148	0.150
Minería de Carbono	2.927	2.927	2.927	3.041	3.545	3.545	3.545	3.545
Procesos Industriales	5.31	6.47	7.94	9.05	9.38	10.36	11.34	12.32
Producción de Cemento	0.68	0.72	0.93	1.17	1.06	0.91	0.76	0.61
Producción de Hierro y Acero	3.82	4.59	5.14	5.56	5.82	6.47	7.13	7.78
Producción de Cal	0.46	0.46	0.48	0.55	0.56	0.48	0.40	0.32
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.30	0.65	1.34	1.66	1.82	2.37	2.92	3.46
Sustitutos SDO	0.06	0.05	0.06	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14
Manejo de Residuos (Bruto)	0.50	0.56	0.60	0.66	0.72	0.76	0.81	0.85
Aguas Residuales Domesticas	0.21	0.23	0.25	0.27	0.28	0.29	0.30	0.32
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Rellenos Sanitarios	0.24	0.27	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.46
Quema a Cielo Abierto	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.05	-0.05	-0.06	-0.07	-0.07	-0.08	-0.08	-0.08
Agricultura	1.86	1.69	1.36	1.44	1.54	1.67	1.83	2.04
Fermentación Entérica	1.16	1.07	0.83	0.89	0.97	1.06	1.17	1.31
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05
Suelos Manejados	0.67	0.59	0.49	0.51	0.53	0.57	0.61	0.67
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.48	-0.53	-0.55	-0.55	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47
Forestal (flujo de carbono)	-0.47	-0.52	-0.53	-0.53	-0.43	-0.43	-0.43	-0.43
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cultivos Leñosos	-0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
Emisiones Brutas (en base al consumo)	27.75	25.84	29.68	30.02	32.97	37.49	41.51	47.20
Incremento relativo a 1990	0%	-7%	7%	8%	19%	35%	50%	70%
Sumideros para Emisiones	-0.52	-0.58	-0.59	-0.60	-0.50	-0.50	-0.51	-0.51
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	27.22	25.26	29.09	29.42	32.47	36.99	41.00	46.69
Incremento relativo a 1990	0%	-7%	7%	8%	19%	36%	51%	72%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	33.91	34.95	38.28	39.32	40.98	43.30	47.34	49.84
Incremento relativo a 1990	0%	3%	13%	16%	21%	28%	40%	47%
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	33.39	34.37	37.69	38.72	40.48	42.79	46.83	49.33
Incremento relativo a 1990	0%	3%	13%	16%	21%	28%	40%	48%

Figura 1. Emisiones brutas de GEI Históricas Basadas en la Producción en Coahuila y en México, per cápita y por Unidad de Derrama Económica en Dólares
12



¹² Actividad económica expresada en valores del 2006. Información extraída de INEGI y Banco de Información Económica.

Figura 2. Emisiones Brutas de GEI Basadas en la Producción en Coahuila y México en el 2005 por Sector



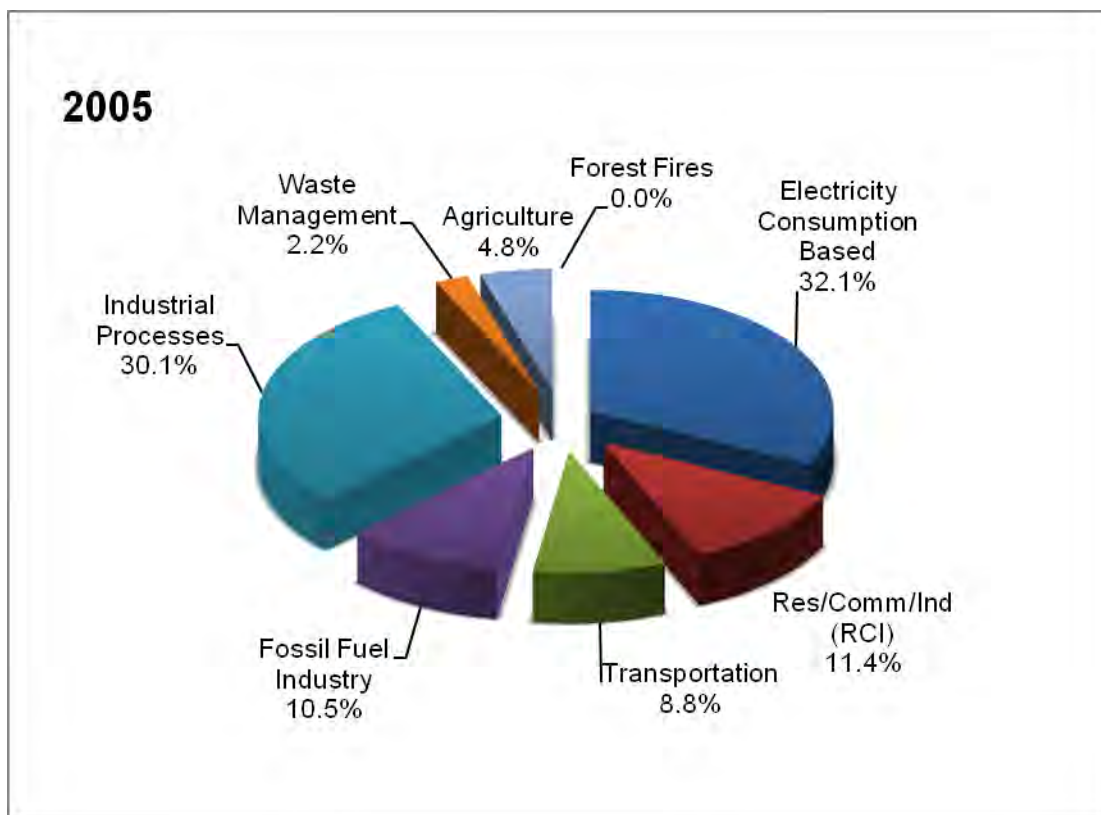
Los resultados del resumen en este inventario y proyección para Coahuila se presentan con un desglose adicional de las fuentes de emisiones en comparación con los resultados del resumen del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el INE. En el Cuadro 2 se presenta la correspondencia entre los sectores generadores de GEI que considera Coahuila y el INE, mientras que en la Figura 3 se muestra la distribución de emisiones por sectores de actividad en Coahuila para el año 2005.

Cuadro 2. Correspondencia entre los Sectores Generadores de GEI entre el INE y Coahuila

INE	Coahuila
Energía / Energy	Electricidad (Basada en el Consumo)
Energía / Energy	Industria de Combustibles Fósiles
Energía / Energy	Consumo de Combustibles RCI
Energía / Energy	Transporte Carretero/Gasolina
Energía / Energy	Transporte Carretero/Diesel
Energía / Energy	Aviación
Agricultura / Agriculture	Agricultura
Procesos Industriales / Ind. Processes	Sustitutos de SDO
Procesos Industriales / Ind. Processes	Otros Procesos Industriales
Desechos / Waste	Manejo de Desechos
USCUSS / Land Use (Uso de Suelo)	Forestales y por uso de suelo (emisiones netas)

¹³ Trabajo adicional para mejorar el flujo de carbono debido al uso y cambios en el uso de suelo a uso de suelo (USCUSS) podría dar como resultado diferencias sustanciales en las estimaciones presentadas en este informe. Debido a la limitada información, las actuales estimaciones se enfocan en el flujo de carbono dentro de usos de suelo seleccionados excluyendo las pérdidas de carbono como consecuencia de la deforestación (Ej. Cuando el suelo forestal es convertido a suelo de cultivo).

Figura 3. Emisiones Brutas de GEI Basadas en el Consumo en Coahuila por Sector, 2005



Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Procesos Industriales

Sector de Suministro Eléctrico

En 2005, la producción de electricidad en Coahuila dio como resultado 18.9 MTmCO₂e de emisiones de GEI. La generación de electricidad en Coahuila es dominada por 2 plantas eléctricas operadas con carbón (Rio Escondido y Carbón II) las cuales generan más del 90% de la energía producida en el estado. Una importante cantidad de electricidad producida en Coahuila es exportada; 9.3 MTmCO₂e de emisiones de GEI en el 2005 están relacionadas con la generación de electricidad que fue exportada, dejando 9.6 MTmCO₂e de las emisiones basadas en el consumo (32% de las emisiones brutas de GEI en Coahuila).

Mientras que el crecimiento en la producción de electricidad en Coahuila se estima bajo (solamente un incremento del 9% de 2005 al 2025), Coahuila está proyectada para permanecer como un exportador neto de electricidad hasta el 2025. Las emisiones del sector basadas en el consumo se estima que sean 18.1 MTmCO₂e en 2025, un incremento del 87% sobre las emisiones de 2005. El carbón se espera que permanezca como la fuente dominante de combustible para el sector eléctrico; sin embargo, las emisiones relacionadas con el gas natural se estima aumenten de 7% de las emisiones basadas en el consumo en 2005 al 15% en 2025.

Sector de Procesos Industriales

Las emisiones en el sector industrial abarcan una amplia gama de actividades y reflejan las fuentes sin combustión de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Las emisiones derivadas de la combustión para el sector industrial están cubiertas en el sector de Quema de Combustible Residencial, Comercial e Industrial. Los procesos industriales que existen en Coahuila y para los cuales las emisiones se estiman en este inventario, incluyen lo siguiente: manufactura de cemento, consumo de piedra caliza y cal y sustitutos de sustancias destructoras del ozono-SDO- (usadas en aplicaciones de refrigeración y aire acondicionado).

En 2005, las emisiones de GEI derivadas de procesos industriales sin combustión se estimaron en alrededor de 9.1 MTmCO₂e. La fuente más grande de emisiones es la producción de hierro y acero, seguido por el consumo de piedra caliza y dolomita. Las emisiones de los procesos industriales de la proyección y de los usos de productos están proyectadas a alcanzar las 12.3 MTmCO₂e para el 2025, de las cuales el 63% será generado como resultado de la producción de hierro y acero y otro 28% del consumo del consumo de piedra caliza y dolomita.

Proyecciones de Casos de Referencia

Tomando como base diversas fuentes para las proyecciones como se menciona posteriormente y en los apéndices, el CCS desarrolló una sencilla proyección de casos de referencia de las emisiones de GEI hasta el 2025. Tal como se ilustra en la Figura 4 arriba y se demuestra numéricamente en el Cuadro 1 abajo, según las proyecciones de los casos de referencia, las emisiones brutas de GEI en Coahuila continúan aumentando constantemente, elevándose hasta unos 47.2 MTmCO₂e en el año 2025, un 70% por encima de los niveles de 1990. Lo anterior equivale a un índice de crecimiento anual del 1.5% para el periodo de 1990 hasta el 2025.

La Figura 4 muestra las estimaciones del inventario y las proyecciones de los casos de referencia de todos los sectores. Las contribuciones por sector a las emisiones brutas de GEI aparecen en la Figura 5, en la cual se presentan además las estimaciones de las contribuciones al aumento en las emisiones brutas de GEI en el inventario (1990-2005) y la proyección de los casos de referencia (2005-2020). Los mayores aumentos en las emisiones de los periodos 1990-2005 y 2005-2020 se reflejan en los sectores de procesos industriales y de suministro de electricidad. El Cuadro 3 resume los índices de crecimiento que rigen el crecimiento en las proyecciones de casos de referencia en Coahuila, así como las fuentes de datos.

Figura 4. Emisiones Brutas de GEI en Coahuila por sector, 1990-2025

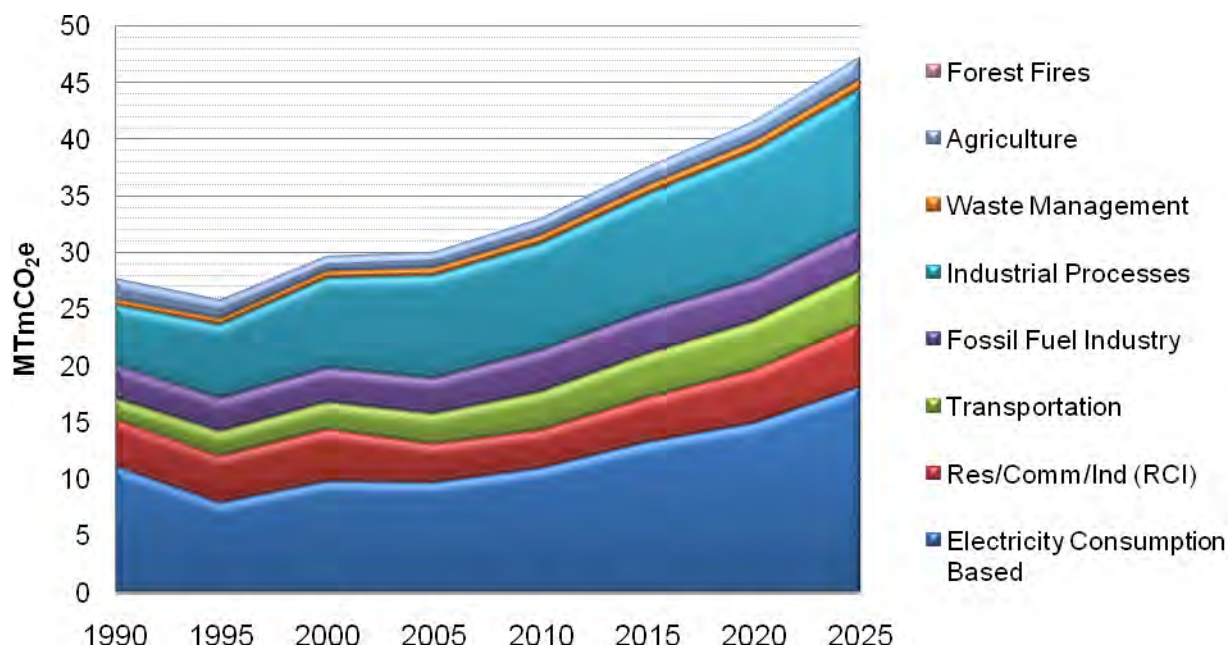
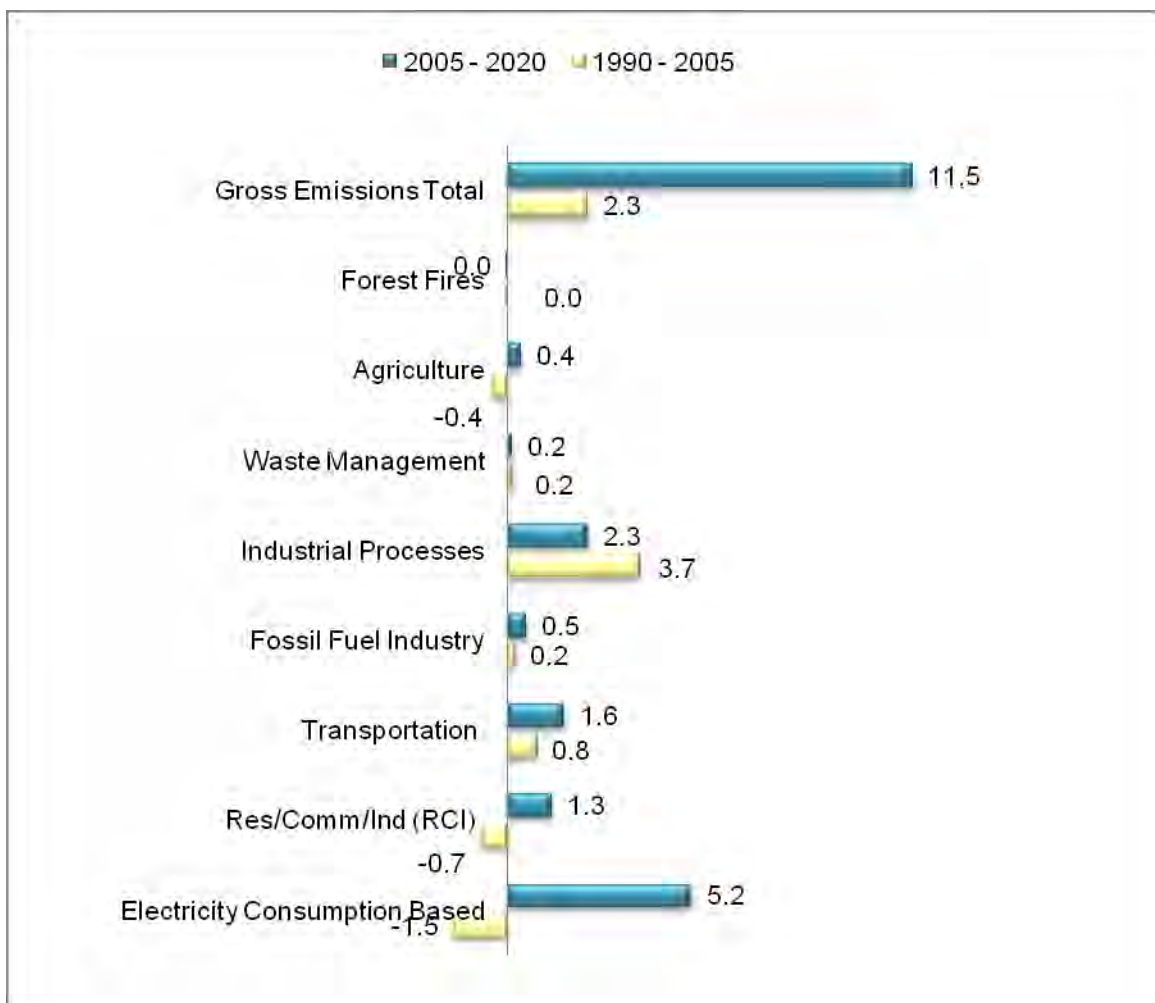


Figura 5. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Coahuila, 1990-2020



Res/Com – consumo directo de combustible en sectores residenciales y comerciales. SDO – sustancia destructora del ozono. Las emisiones relacionadas con otros procesos industriales incluyen todas las industrias identificadas en el Apéndice D, con excepción de las emisiones relacionadas con los sustitutos de las SDO que se muestran por separado en esta gráfica. Los datos sobre los estados de EE.UU. indican que se espera un alto nivel de crecimiento en las emisiones para los sustitutos de las SDO. Las emisiones generadas por los incendios forestales-incluyen solamente emisiones de metano y óxido nítrico. Las emisiones generadas por el manejo de residuos excluyen el almacenamiento de carbono en rellenos sanitarios.

Cuadro 3. Índices Principales de Crecimiento Anual Históricos y Proyectados para Coahuila

Datos de Actividad	Periodo	Índice Anual Medio (%)	Fuentes
Población	1990 - 2005	1.58	Población Histórica, INEGI Población proyectada, SEDESOL
	2005 - 2025	0.89	
Demanda de Electricidad	1990 - 2007 2008 - 2017	3.91 4.60	SENER: <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017</i>
Diesel	1990 - 2007	3.18	Sistema de Información Energética, PEMEX
Gasolina	1990 - 2007	3.32	Sistema de Información Energética, PEMEX
Turbosina	1990 - 1997	-39.8	Sistema de Información Energética, PEMEX
Padrón Vehicular	1990 - 2007	3.63	INEGI. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación
Población Pecuaria	1990 - 2005	3.26	SIACON
Producción de Cultivos	1990 - 2005	1.94	SIACON

Incertidumbres Claves y Pasos Siguietes

Existen algunas lagunas de información en este inventario, particularmente con respecto a las proyecciones de los casos de referencia. Las tareas primordiales para resolver dichas lagunas consisten en analizar y actualizar la información sobre los generadores de emisiones, como la demanda de electricidad proveniente del combustible, la importación de energía eléctrica y la electricidad de las plantas hidroeléctricas. Contar con información adicional sobre la desagregación del consumo de diesel en el estado por modalidad de transporte (marítimo, ferroviario, carretero) por años de inventario puede ayudar a reducir la incertidumbre en cuanto a las emisiones proyectadas. Los datos históricos de la actividad relacionados con la producción de cemento, la producción de cal y el uso de piedra caliza, también podrían ayudar a reducir la incertidumbre relacionada con las estimaciones de las proyecciones.

Aún es necesario realizar más trabajo para: depurar las estimaciones sobre el secuestro de carbono de zonas arboladas; agregar las estimaciones sobre secuestro de carbono en zonas forestales; agregar el flujo carbono en suelos agrícolas; y agregar el flujo neto de CO₂ relacionado con otros cambios en el uso de suelo (Ej. pérdidas/ganancias en superficies boscosas). Tal como se describe en el Apéndice H, la falta de datos para captar el flujo neto de carbono debido al cambio de uso de suelo es un área clave para trabajo futuro. Los cálculos actuales de sumideros netos de carbono en el sector forestal podrían cambiar dramáticamente una vez que las emisiones provenientes del cambio de uso de suelo sean cuantificadas debido a las pérdidas históricas y futuras de áreas forestales.

Los índices de crecimiento aplicados se rigen por inciertas tendencias económicas, demográficas y de uso de suelo (incluyendo patrones de crecimiento e impactos al sistema de transporte) las cuales merecen un análisis y consideración más minuciosos. Dichas tendencias se mencionan en

el Cuadro 3. En los apéndices por sector se presentan más detalles sobre las incertidumbres principales y los pasos a seguir que se sugieren para depurar las estimaciones planteadas en este informe.

Enfoque

La meta principal de la compilación de los inventarios y las proyecciones de los casos de referencia presentados en este documento es ayudar al Estado de Coahuila con un conocimiento general de las emisiones de GEI histórico, actual y proyectado (previstas). En las siguientes secciones se explica la metodología general y los principios y lineamientos que se siguieron en el desarrollo de estas estimaciones sobre GEI en Coahuila.

Metodología General

La meta global de este esfuerzo era presentar estimaciones sencillas y claras, haciendo hincapié en su solidez, consistencia y transparencia. Por lo tanto, el CCS se basó, en lo posible, en proyecciones de referencia de las mejores fuentes nacionales, estatales y regionales de las que se pudo disponer. En general, los datos de proyección se limitaron al área de consumo y producción de energía. Para los sectores no-energéticos, el CCS recurrió al análisis sencillo de hojas de cálculo y extrapolaciones constantes de los índices de crecimiento de las tendencias históricas, en lugar de usar un complicado modelaje para emisiones futuras.

El CCS adoptó enfoques similares para la contabilización de emisiones para los inventarios históricos tal como lo recomendó el INE en su inventario¹⁴ nacional de emisiones de GEI y en sus lineamientos para las entidades federativas. Estos lineamientos para los inventarios están fundamentados en las directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), el organismo internacional responsable del desarrollo de métodos coordinados para la realización de inventarios nacionales de GEI.¹⁵ Cualquier excepción a este enfoque está identificada en el apéndice del sector aplicable con una razón provista para la selección de métodos alternativos o fuentes de datos. Estos métodos de inventarios proveen flexibilidad tomando en cuenta las condiciones locales. Un resumen de las fuentes claves de los datos del inventario y métodos generales usados en el Cuadro 4 junto con métodos comparativos usados para desarrollar el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI). El lector deberá consultar el apéndice del sector relacionado para el detalle de los métodos y las fuentes de datos usadas para el desarrollo de las emisiones de inventario y proyección.

¹⁴ INE. *Tercera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, 2006 <http://www.ine.gob.mx/cpcc-lineas/637-cpcc-comnal-3>.
<http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html>.

¹⁵ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>.



Cuadro 4. Fuentes Principales de Datos y Comparación con los Métodos de Inventarios Nacionales

Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
Suministro y Consumo de Electricidad	SENER y CFE: sector a nivel estatal-basado en datos sobre consumo de electricidad; INEGI: datos sobre la generación de electricidad a nivel estatal	IPCC 2006, Método de Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisión por defecto.	IPCC1996, Método de Nivel 1; datos sobre la producción nacional de electricidad de la SENER.
Quema de combustible en sectores Residencial, Comercial, e Industrial (RCI)	SENER: consumo de combustible a nivel estatal para los sectores RCI	IPCC 2006, Método Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisión por defecto.	IPCC1996, Método Nivel 1; consumo de combustible a nivel nacional de la SENER.
Uso de Energía en el Transporte	SENER: Consumo de combustible a nivel estatal por tipo de combustible SCT: Estadísticas estatales usadas para asignar ventas de combustibles a usos finales (Ej. Infraestructura ferroviaria, movimiento de carga nacional por agua)	IPCC 2006, Método Nivel 1 donde el consumo de combustible es multiplicado por los factores de emisión por defecto.	IPCC1996, Método Nivel 1; la SENER proporcionó datos sobre el consumo de combustible para todas las fuentes excepto aeronaves. IPCC1996, Método Nivel 2 para aviación basado en estadísticas de aterrizajes y despegues.
Procesos Industriales y Uso de Productos	CANACEM : producción nacional de cemento asignada a nivel estatal como una función del número de plantas de producción	IPCC 2006, Método Nivel 1, donde la producción de cemento se multiplica por el factor de emisión por defecto.	IPCC1996, Método Nivel 1; datos nacionales sobre la producción de cemento de la CANACEM.
	CANACERO: producción estatal de acero	IPCC 2006, Método Nivel 1 donde la producción de acero se multiplica por el factor de emisión en función de la tecnología usada.	IPCC 1996, método Nivel 2 donde las emisiones son una función de la producción de acero y de la composición química de los agentes reductores.
	Servicio Geológico Mexicano: producción de minerales por estado	IPCC 2006, el consumo de Nivel 1 se multiplica por el factor de emisión por defecto. El consumo se obtiene a través del balance de masa usando la	IPCC 1996, Método Nivel 1 donde la producción de minerales del Servicio Geológico Mexicano se multiplica por el factor de emisión por defecto.

Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
		producción estatal.	El consumo se obtiene a través del balance de masa usando los datos de producción nacional y de importación/ exportación.
	INEGI: datos de registro de vehículos y factores de emisión del IPCC para emisiones de HFC como originalmente se desarrolló por el Centro Mario Molina, Inventario Estatal de Emisiones de GEI del Estado de Coahuila, 2005	IPCC: las emisiones de HFC –el número de unidades móviles de aire acondicionado (AC) se multiplica por el factor de emisión por defecto del IPCC.	IPCC1996, El método Nivel 1 donde los HCF fugitivas son calculados a través del balance de masa usando los datos de la producción nacional, importaciones y exportaciones.
Industria de Combustibles Fósiles	SENER, PEMEX, CRE: datos sobre infraestructura de producción, transmisión y distribución (Ej. Tubería de transmisión y distribución a nivel estatal, compresores de gas, instalaciones para almacenamiento)	EPA, Método SIT, donde la infraestructura de la industria de combustibles fósiles se multiplica por los factores de emisión promedio de la industria de EE.UU.	IPCC1996, Método Nivel 1, donde los datos de la producción nacional de PEMEX se multiplican por los factores de emisión por defecto.
Agricultura	SAGARPA - SIACON: datos sobre la producción de cultivos y ganado a nivel estatal, Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes: Datos sobre la aplicación de fertilizantes	IPCC 2006, Método Nivel 1 y factores de emisión.	Directrices del IPCC 1996 y 2003 y datos nacionales de SAGARPA-SIACON Un número de factores de emisión fueron los actualizados con base en los estudios de campo realizados en México.
Manejo de Residuos	SEDESOL: datos sobre la generación de residuos sólidos a nivel estatal CONAGUA: datos sobre tratamiento de aguas residuales domesticas a nivel estatal	IPCC 2006, Método Nivel 1 y factores de emisión.	IPCC1996, Método Nivel 1 con datos nacionales de SEDESOL para la generación de residuos sólidos.
Silvicultura y Uso de Suelo	Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO): áreas forestadas totales	IPCC 2006, Método Nivel 1. El CCS depende de las estadísticas de cobertura forestal de la FAO y en la cobertura	Métodos del IPCC 2003. El INE evaluó los flujos de carbono con base en los mapas digitales nacionales (mapas de vegetación



Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
	por estado. SEMARNAT- CONAFOR: cosecha de Madera, incendios forestales y hectáreas enfermas por estado. SIACON: Numero de acres de cultivos de arboles perennes.	de cultivos de madera de la SIACON. La evaluación del CCS contempla los flujos de carbono en categorías selectas de uso de suelo debido a las prácticas de uso de suelo.	del INEGI, 1993, 2003). La evaluación del INE contempla los flujos de carbono en categorías selectas de prácticas de uso de suelo y cambios en el uso del mismo.

Principios y Lineamientos Generales

Una parte primordial de este esfuerzo tiene que ver con el establecimiento y uso de principios contables generalmente aceptados para la evaluación de las emisiones históricas y proyectadas de GEI, como se señala a continuación:

- **Transparencia:** El CCS reportó las fuentes de datos, los métodos y los supuestos claves con el fin de que se pueda realizar un análisis y se abran oportunidades para hacer modificaciones posteriormente, con base en las aportaciones de otras entidades. Asimismo, en caso de existir incertidumbre importantes, estas se reportan en el informe.
- **Consistencia:** En la medida posible, el inventario y las proyecciones se diseñaron para que tuvieran consistencia externa con los sistemas estatales y nacionales actuales o futuros de presentación de informes sobre GEI. En casi todos los sectores, el CCS uso las metodologías del IPCC y puso especial atención a la manera en que estas fueron adaptadas en México para satisfacer sus necesidades. Estas estimaciones iniciales se aumentaron y/o modificaron en caso necesario para ajustarlas a los inventarios estatales y a las necesidades de las proyecciones de los casos de referencia (Ej. necesidades de análisis de planeación de mitigación de GEI). Con el propósito de lograr consistencia al hacer las proyecciones de los casos de referencia, el CCS definió las acciones de los casos de referencia para fines de las proyecciones como *aquellas que actualmente se realizan o razonablemente se prevén durante el lapso del análisis*.
- **Prioridad a las fuentes de datos estatales y locales existentes:** Al recabar los datos, en caso de haber controversia entre las distintas fuentes, el CCS concedió mayor prioridad a los datos y análisis locales y estatales, seguido por las fuentes regionales con los datos nacionales o supuestos simplificados, como la extrapolación lineal constante de las tendencias usadas por defecto cuando sean necesarias.
- **Prioridad a las fuentes de emisiones significativas:** En general, a las fuentes con niveles de emisiones relativamente bajos se les prestó menos atención que a las que generaron mayores contribuciones de GEI.
- **Cobertura Integral de Gases, Sectores, Actividades Estatales, y Periodos de Tiempo:** El presente análisis tiene la intención de abordar ampliamente las emisiones/los

sumideros de GEI relacionados con las actividades en Coahuila, por lo cual comprende los seis GEI señalados en las directrices del IPCC y reportados en los inventarios nacionales: CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, HFCs, y PFCs. Las estimaciones de los inventarios corresponden al año 1990, incluyéndose los años posteriores hasta la fecha más reciente (normalmente de 2005 a 2007). La proyección para cada fuente inicia al año siguiente del más reciente inventario y se extiende por cada año hasta el 2025.

- **Uso de Estimaciones Basadas en el Consumo:** El CCS calculó las emisiones generadas por el consumo de electricidad en Coahuila para el sector eléctrico. La explicación sobre el uso de este método común para informar es que éste refleja de manera más precisa el impacto de las estratégicas políticas basadas en datos estatales tendientes a la eficiencia energética en las emisiones globales de GEI. Aunque este es un enfoque común para el desarrollo de los inventarios de GEI locales y estatales, puede diferir en cómo algunos inventarios son compilados cuando se basan en la producción estatal, en particular en el caso de la electricidad.

Como se mencionó anteriormente, el CCS calculó las emisiones relacionadas con la electricidad *consumida* en Coahuila, lo cual implica contabilizar las fuentes de electricidad que usan los organismos operadores de Coahuila para satisfacer las demandas de sus usuarios. A medida que se depure posteriormente este análisis, se podría intentar también calcular otras emisiones sectoriales sobre la base del consumo, como por ejemplo contabilizar las emisiones derivadas del combustible que se usa en Coahuila para el transporte, pero tomando en cuenta también las emisiones generadas por la extracción, refinación y distribución (algunas de las cuales se presentan fuera del estado). En este ejemplo, lo que se plantea puede implicar aventurarse en el terreno relativamente complejo del análisis de los ciclos de vida útil. En general, el CCS recomienda considerar un enfoque basado en el consumo cuando éste mejore significativamente la estimación del impacto de las posibles estrategias de mitigación sobre las emisiones. Por ejemplo, en el sector de manejo de residuos sólidos, la reutilización, el reciclaje y la reducción en las fuentes pueden derivar en una reducción de las emisiones debido a la baja en los requerimientos de energía para la producción de material (como papel, cartón y aluminio), aunque no haya en el estado producción de esos materiales ni emisiones relacionadas con la misma.

Mientras que los datos primarios y los métodos para la mayor parte de sectores son consecuentes con el inventario nacional, para algunos sectores los datos a nivel estatal o regional fueron usados. En el Cuadro 4 se resumen las fuentes claves y los métodos; sin embargo, el lector deberá consultar el apéndice aplicable listado abajo para obtener más detalles sobre los métodos y fuentes de datos para desarrollar los inventarios y proyección para cada sector de la fuente:

- Apéndice A. Suministro y Consumo de Electricidad
- Apéndice B. Consumo de Combustible Residencial, Comercial e Industrial (RCI)
- Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte
- Apéndice D. Procesos Industriales
- Apéndice E. Industria de Combustibles Fósiles
- Apéndice F. Agricultura
- Apéndice G. Manejo de Residuos
- Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice A. Suministro y Consumo de Electricidad

Descripción General

En este apéndice se describen las fuentes de datos, los principales supuestos y la metodología que se usó para desarrollar un inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el periodo de 1990-2025 relacionado con la generación de electricidad suministrada por las empresas operadoras y distribuidoras de energía eléctrica en Coahuila: la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las emisiones para los años históricos 1990-2008 se elaboraron en función del consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Las emisiones proyectadas para el 2025 se estimaron en base a las proyecciones de consumo de electricidad y de la capacidad proyectada de generación estatal de electricidad publicados por la Secretaría de Energía (SENER).

Desde una perspectiva analítica y política, es importante distinguir entre emisiones de GEI que estén relacionadas con la electricidad producida dentro del estado (algo que podría ser consumida fuera del estado) comparadas con las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad consumida dentro del estado (algo que podría ser producida fuera del estado). Tal distinción requiere una contabilidad para las importaciones y exportaciones de electricidad y sus emisiones relacionadas. Consecuentemente, la información de las emisiones se provee en este apéndice tanto para los alcances basados en la producción como en el consumo.

Los siguientes temas se incluyen en este Apéndice:

- *Alcance del inventario de gases de efecto invernadero y proyección:* esta sección provee un resumen de los GEI incluidos en el inventario, el nivel (corriente arriba o corriente abajo) en el cual estas emisiones son estimadas, una discusión sobre los inventarios basados en la producción y consumo, así como los supuestos de la proyección.
- *Fuentes de datos:* en esta sección se presenta una descripción general de las fuentes de datos que se usaron para elaborar el inventario y proyección.
- *Metodología para el inventario de gases de efecto invernadero y proyección basado en la producción:* esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados para desarrollar el I&P de GEI basados en la producción para el sector eléctrico.
- *Metodología para el inventario y proyección de gases de efecto invernadero basados en el consumo:* esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados en el desarrollo del I&P basados en el consumo para el sector eléctrico.
- *Resultados de Emisiones para el Caso de Referencia:* para los métodos basados tanto en la producción como en el consumo, estas secciones proveen una descripción general de los resultados clave para el sector eléctrico.
- *Incertidumbres principales y necesidades futuras de investigación:* en esta sección se revisan las incertidumbres principales en este análisis relacionadas con la información disponible, factores de emisión y otros parámetros, así como los supuestos utilizados para crear este inventario y proyección.

Alcance del Inventario y Proyección de Suministro Eléctrico

Los GEIs incluidos en este inventario y proyección de emisiones del sector de suministro de electricidad incluyen el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). Las emisiones para este sector se estiman en la fuente de combustión – la planta de suministro de energía eléctrica (Ej. emisiones corriente abajo). Las emisiones derivadas de la exploración, extracción, refinación y transporte de combustibles fósiles (Ej. emisiones corriente arriba) no se incluyen en este apéndice. Las emisiones corrientes arriba del sector eléctrico que ocurren dentro de las fronteras de Coahuila se incluyen en el sector Industria de Combustibles Fósiles. También las emisiones de gases de alto potencial de calentamiento global como el hexafluoruro de azufre e hidrofluorocarbonos emitidos por los generadores de electricidad son capturadas dentro del sector de Procesos Industriales.

Dentro del sector eléctrico, las emisiones de GEI pueden ser cuantificadas sobre la base de combustibles quemados en el estado durante la generación de electricidad (Ej. estimado basado en la producción). Las emisiones provenientes del sector eléctrico pueden ser caracterizadas en base a la electricidad consumida dentro del estado, el cual capta la generación en el estado, así como las importaciones y exportaciones de electricidad (Ej. estimado basado en el consumo). Ambos tipos de estimaciones son útiles. Las estimaciones basadas en el consumo son particularmente útiles para el análisis de mitigación de GEI cuando se consideran las implicaciones de políticas y acciones que podrían impactar las emisiones provenientes de las plantas de generación de energía ambas dentro y fuera del estado o región, tales como las medidas de eficiencia de energía. Con el fin de presentar los resúmenes de las emisiones totales del estado a través de todos los sectores en este reporte, se utilizaron los estimados de las emisiones basadas en el consumo, excepto cuando se comparan las emisiones estatales con las del INEGI, cuyos resultados siguen una contabilidad por producción.

El inventario y proyección basados en la producción incluye emisiones que resultan de la electricidad exportada por productores de energía de Coahuila, mientras que el inventario basado en el consumo incluye emisiones provenientes de la electricidad importada y excluye las emisiones de la electricidad exportada. Como Coahuila ha sido un exportador neto de electricidad durante muchos años, las estimaciones del inventario basadas en la producción son más altas que las estimaciones del inventario basadas en el consumo. El inventario y proyección basado en el consumo supone alguna pérdida por transmisión & distribución (T&D) y robo. Las emisiones originadas por la pérdida y robo en T&D son intrínsecamente captadas dentro de las estimaciones basadas en la producción.

Fuentes de Datos

El CCS consideró varias fuentes de información en el desarrollo del inventario y proyección de las emisiones de GEI provenientes del sector eléctrico en Coahuila. Estas se resumen brevemente a continuación:

- *Consumo histórico de combustibles fósiles:* la SENER¹⁶ proporcionó un cuaderno de trabajo de Excel conteniendo el consumo de combustible para combustóleo y diesel en las instalaciones proveedoras de electricidad en Coahuila y en otros estados fronterizos de México para el periodo de 1996 al 2008.
- *Demanda histórica y proyectada de gas natural en el sector eléctrico:* esta información se obtuvo de la publicación *Prospectiva 2008-2017 del Mercado de Gas Natural*¹⁷ de la SENER. Este reporte provee datos históricos que datan de 1996 así como consumos proyectados de gas natural en el sector eléctrico hasta 2017.
- *Ampliaciones de la capacidad eléctrica planeada:* esta información se obtuvo de la publicación titulada *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*¹⁸ de la SENER. Esta fuente proveyó información relacionada con las unidades generadoras de electricidad que están programadas para iniciar operaciones antes del 2017, incluyendo la capacidad nominal, tecnología y combustible usado para la generación de electricidad. Los proyectos en la etapa de desarrollo para los cuales los estudios de sitio y factibilidad no han sido terminados, no se consideran en esta proyección. El reporte de la SENER también provee las especificaciones tecnológicas para un proyecto típico, incluyendo el factor de capacidad, eficiencia y uso propio.
- *Datos de generación de electricidad en el estado:* las estadísticas estatales del 1990 al 2000 se recopilaron del INEGI¹⁹. Información suplementaria se obtuvo de la publicación *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER. Esta fuente provee datos históricos para el periodo de 1993 a 2007 y proyecciones para el periodo de 2008 a 2017 sobre el consumo de electricidad en el estado, capacidad instalada de plantas de energías renovables y no renovables y promedio anual de generación y comercio de energía eléctrica doméstica y extranjera necesaria para cumplir con las crecientes demandas.²⁰ Mientras esta fuente proporcionó los registros para las importaciones y exportaciones históricas de electricidad con los EE.UU. no hubo fuentes disponibles que proporcionaran información sobre la cantidad de electricidad comercializada entre los estados mexicanos.
- *Contenido energético de los productos petrolíferos:* Esta información se obtuvo de la publicación *Balance Nacional de Energía 2007* de la Secretaría de Energía (SENER) y de ediciones anteriores.²¹
- *Factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O):* para todos los combustibles, estos factores de emisión se basaron en los valores por

¹⁶ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Tamaulipas. Marzo 2007.

¹⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

¹⁸ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

¹⁹ INEGI, con datos de la SENER, *Compendio estadístico del sector energía*,

²⁰ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²¹ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>



defecto indicados en los Cuadros 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, Capítulo 2, Volumen 2 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), *Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.²²

- *Potenciales de calentamiento global*: los potenciales de calentamiento global para CH₄ y N₂O se basan en los valores propuestos por el Segundo Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).²³

Metodología General del Inventario y Proyección de Gases de Efecto Invernadero

Las Directrices del IPCC de 2006 plantean los métodos para calcular las emisiones de GEI en términos de fuentes y gases ofreciendo tres enfoques para estimar las emisiones de combustibles fósiles para la combustión estacionaria. Un enfoque Nivel I se usó para estimar las emisiones de GEI derivadas del sector eléctrico. De acuerdo a las directrices del IPCC de 2006, un método de Nivel I es el más apropiado cuando no están disponibles los factores de emisión específicos sobre el país, tecnología o instalaciones. Los métodos Nivel II son usados cuando los datos de la quema de combustible de las estadísticas nacionales de energía y los factores de emisión específicos sobre el país están disponibles. Los métodos Nivel III son apropiados cuando los datos sobre la quema de combustible y los factores específicos de emisión sobre tecnología están disponibles. Los métodos Nivel III incluyen las mediciones de emisiones en las plantas generadoras de energía o modelados de emisiones que corresponde con las estadísticas de combustible en el estado. Mientras que los métodos Nivel II (y en menor grado los métodos Nivel III) pudieran ser más precisos y apropiados para Coahuila, los datos disponibles y los factores de emisión a nivel de instalaciones o tecnología no son suficientes para completar totalmente un inventario y proyección con base en los enfoques Nivel II o Nivel III.

El método del Nivel I del IPCC se basa en el uso del combustible y las emisiones de todas las fuentes de combustión son estimadas en base a las cantidades de combustibles quemados y en los factores de emisión específicos del combustible. Los factores de emisión Nivel I están disponibles para cada uno de los gases de efecto invernadero relevantes y se presentan en el Cuadro A-1. La calidad de los factores de emisión difiere entre gases. Para el CO₂, los factores de emisión principalmente dependen del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficiencia de combustión, carbono retenido en escoria y cenizas, etc.) puede variar por una cantidad pequeña basada en la edad y en la condición de la unidad de combustión; sin embargo, dada la falta de factores de emisión específica de la instalación, las emisiones de CO₂ se estiman precisamente con base en la cantidad de combustibles quemados y en el contenido promedio de carbono de los combustibles.²⁴ Los resultados del análisis descrito a continuación no prevén importación alguna a Coahuila.

²² IPCC. 2006. “Directrices 2006 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático para Inventarios de Gases de Efecto Invernadero.” Disponible en: <http://www.IPCC-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

²³ IPCC. 1995. “Segundo Reporte de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.” Disponible en: http://www.IPCC.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.htm#1

²⁴ Factores de emisión para metano y óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones de operación y varía significativamente, ambos entre las instalaciones de combustión individual y dentro de la misma unidad con el paso del tiempo. Debido a su variabilidad, el uso de los factores de emisión promedio específico de combustible para estos gases introduce incertidumbres relativamente grandes. Este párrafo está tomado del Capítulo



Cuadro A-1. Factores de Emisión usados para el Inventario y Proyección

Tipo de Combustible	EF CO ₂	EF N ₂ O	EF CH ₄
Gas Natural (kg/TJ)	56,100	0.1	1
Carbón (kg/TJ)	98,300	1.5	1
Diesel (kg/TJ)	77,400	0.6	3

Estos factores de emisión se basaron en los valores por defecto del IPCC 2006.

En el enfoque utilizado para inventariar las emisiones de GEI se da prioridad a los registros históricos disponibles, particularmente al sector eléctrico y a los informes de gas natural por parte de la SENER, los cuales proveen información histórica y proyecciones hasta 2017. El primer grupo de registros históricos perteneció al volumen de gas natural en millones de pies cúbicos por día usados por el sector eléctrico en el estado de Coahuila de 1996 al 2008.²⁵ El segundo grupo de registros históricos detalló los consumos de carbón, diesel y combustóleo dentro del sector eléctrico en Coahuila expresados en Terajoules (TJ) para el periodo de 1996 al 2008.²⁶ Finalmente, el tercer grupo de registros históricos provee información sobre las importaciones y exportaciones de electricidad internacional para el periodo de 1993 a 2007 reportado por los informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER.²⁷ Finalmente, el último grupo de registros históricos no mostró importaciones ni exportaciones a o de Coahuila.

Las proyecciones de emisiones de GEI del sector de suministro eléctrico se basan en las proyecciones oficiales de las estimaciones de ventas de electricidad y en las proyecciones oficiales estimadas de quema de gas natural dentro del sector eléctrico. Las ampliaciones para la capacidad de generación planeada y el retiro de las unidades de generación eléctrica son consideradas en orden para asegurar que el combustible proyectado quemado dentro del sector eléctrico no exceda la cantidad de combustible que pudiera ser quemado en las instalaciones de generación de electricidad en cada año. Las siguientes secciones mostrarán que la capacidad es insuficiente para mantener el índice de crecimiento en el consumo de gas natural del 2008 al 2017 y en los consumos de carbón posterior al 2018. Por lo tanto, la cantidad de electricidad producida se nivelará después del 2018. Sin embargo, debido a que Coahuila está proyectada para ser un exportador de electricidad neto, se espera que el consumo de electricidad continúe creciendo después del 2018 con el remanente de producción vendido fuera de Coahuila. Como con el inventario histórico de GEI, las emisiones de GEI son proyectadas tanto para el escenario basado en la producción como para el escenario basado en el consumo.

1, Volumen 2 de las Directrices 2006 del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto. Invernadero, pagina 1.6. http://www.IPCC-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

²⁵ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²⁶ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Tamaulipas. Marzo 2007.

²⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>



Metodología para las Emisiones de Inventario Basado en la Producción

El inventario basado en la producción utilizó datos de consumo de combustible, además de datos de generación, en específico de combustibles en las plantas de generación de electricidad de Coahuila para estimar el total de la electricidad dentro de las fronteras de Coahuila de 1990 a 2007. Los siguientes pasos se tomaron para aplicar los datos disponibles y los supuestos basados en aquellos datos para generar el inventario histórico de GEI basados en la producción del sector eléctrico en Coahuila.

Generación de electricidad: La generación de electricidad en las plantas generadoras de electricidad en Coahuila está reportada en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones anteriores.²⁸ A partir de estos reportes, la generación de electricidad por combustible puede determinarse para los años 2003 al 2007. Los valores totales de generación eléctrica que datan de 1990 fueron proporcionados por la SENER. En 2007, dos plantas generadoras de electricidad operadas con carbón (Rio Escondido y Carbón II) generaron el 91% de la electricidad del estado con el uso de carbón; 8% de la electricidad del estado se generó en una planta de ciclo combinado de gas natural; y menos del 1% fue producida en una planta hidroeléctrica.²⁹ El resumen de los datos de 2007 se muestra en el Cuadro A-2 y en la Figura A-1. La Figura A-2 es una representación de la generación de electricidad en estas instalaciones de 2003 a 2007.

Gas Natural: Los datos concernientes a la cantidad de gas natural usado en el sector eléctrico están provistos por la *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017* y en ediciones anteriores de ese reporte. El contenido de energía de gas natural consumido se obtuvo multiplicando el volumen de gas natural quemado de cada año (como se informó en los reportes de la *Prospectiva de Mercado del Gas Natural*) por contenido de energía, utilizando los valores netos de contenido de energía por año publicado por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*.³⁰ Los valores del consumo de combustible para el gas natural se retro proyectaron para los años 1990 a 1994 suponiendo una participación constante de la generación total para cada fuente de generación de combustible fósil.

²⁸ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>. Ediciones anteriores disponibles en el mismo sitio.

²⁹ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

³⁰ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>



Cuadro A-2. Resumen de las Características de Generación de Electricidad por Planta, 2007

Nombre de la Planta	Tipo de Generador	Tipo de Combustible	Capacidad Bruta (MW)	Generación Bruta (GWh)	Consumo de Combustible (TJ)
Rio Escondido	Carbón	Carbón	1,200	9,338	94,906.92
Carbón II	Carbón	Carbón	1,400	8,763	89,062.81
Saltillo (PIE)	CC	Gas natural	248	1,591	13,152.90
La Amistad	HID	Hidroeléctrica	66	150	n/a

CC: ciclo combinado, HID: Hidroeléctrico

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-1. Participación de la Generación de Electricidad por Tipo de Combustible, 2007

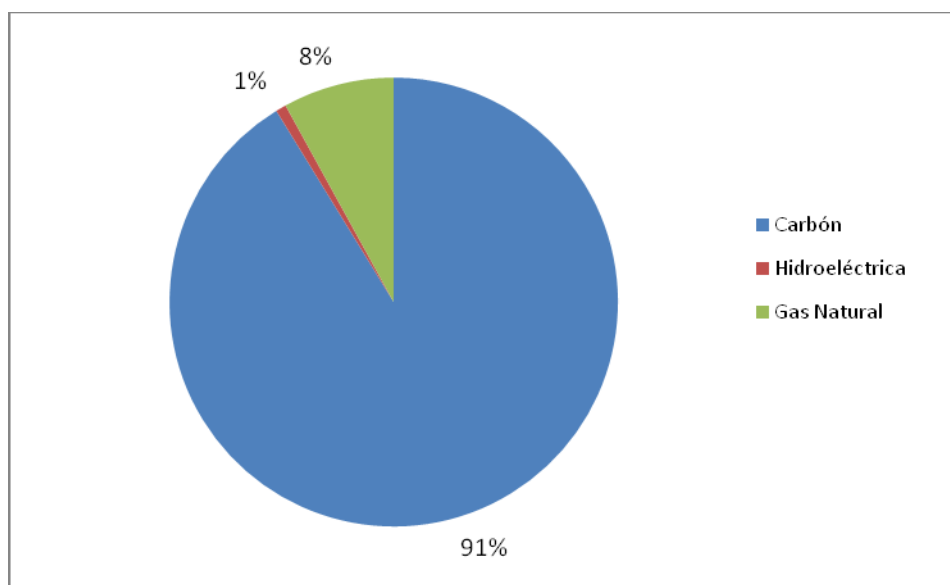
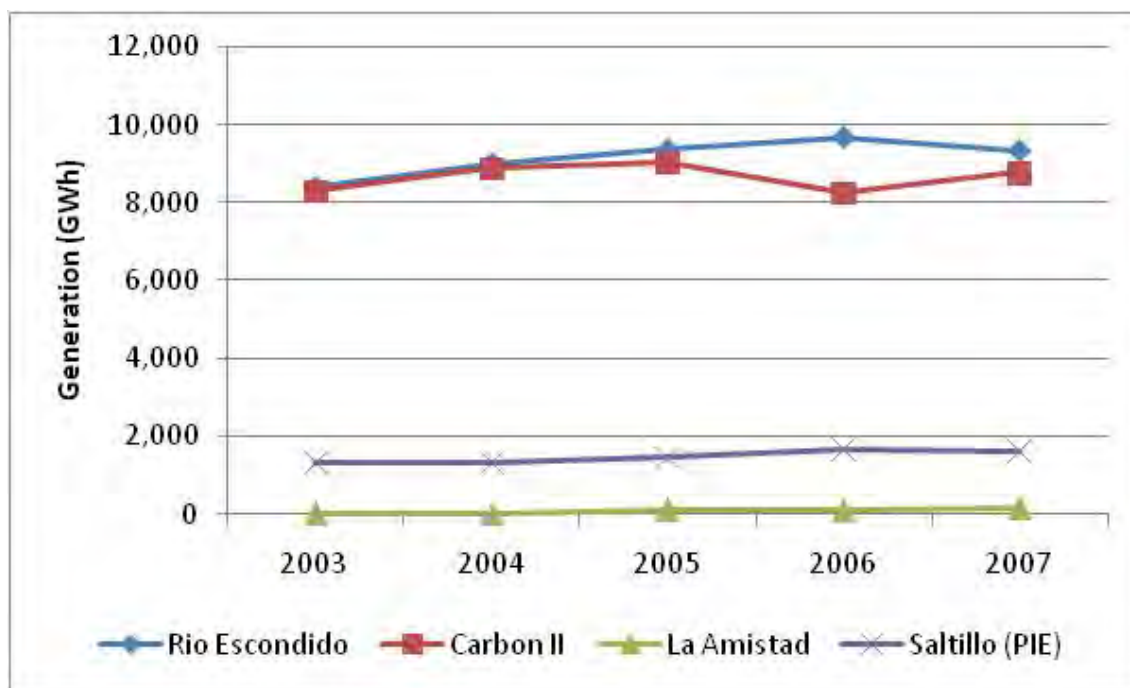


Figura A-2. Generacion de Electricidad por Planta, 2003-2007



PIE: Productores Independientes de Energía

Otros combustibles fósiles: Los datos de consumo para combustóleo y diesel para los años de 1996 al 2008 fueron provistos directamente al CCS por la SENER.³¹ El contenido de energía de estos combustibles se obtuvo multiplicando el volumen de estos combustibles quemados cada año por el contenido de energía (en TJ por tonelada o barril) usando los valores netos de contenido de energía por año publicados por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*.³² Los valores de consumo de combustible para carbón y combustóleo fueron retro proyectados para los años de 1990 a 1995 suponiendo una participación constante del total de generación para cada fuente de generación de combustible fósil.

Energía renovable: la información provista al CCS por la SENER indicó que existe una planta hidroeléctrica que contabilizó 150 GWh de generación de electricidad en 2007. El informe *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017* de la SENER proporcionó los datos sobre generación de electricidad en esta planta para los años 2003 al 2007. Sin embargo, debido a que no hubo manera de estimar la cantidad de electricidad generada en esta planta antes de esta fecha, se asumió que la cantidad de electricidad generada en cada año de 1990 a 2002 era igual al promedio de generación anual para los años 2003 al 2007.

³¹ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Tamaulipas. Marzo 2007.

³² SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

Metodología para la proyección de Casos de Referencia basados en la Producción

La proyección basada en la producción utilizó las proyecciones de la SENER en el uso de combustible, ventas de electricidad y capacidad planeada para generar la proyección basado en la producción. La metodología para la proyección específico para cada tipo de combustible es descrito a continuación:

Gas natural: La proyección de consumo de gas natural en el sector eléctrico para los años 2008 al 2017 está prevista en el informe *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008- 2017*.³³ El incremento medio anual del 12.5% para 2008 al 2017 se aplicó a cada año posterior al 2018; sin embargo, basado en la capacidad disponible y planeada (mostrada en el Cuadro A-3),³⁴ es evidente que no habrá capacidad suficiente para incrementar el consumo de gas natural posterior al 2018. Por lo tanto, el consumo de gas natural en el sector eléctrico para el 2019 hasta el 2025 se supone será igual a la cantidad de gas natural necesaria para operar las instalaciones en el supuesto 80% de factor de capacidad. El índice de calor de 2007 para las instalaciones existentes, como se calculó en el inventario histórico de GEI, se aplica al combustible usado en las instalaciones existentes para estimar la generación.

Cuadro A-3. Ampliaciones de la Capacidad Planeada de Gas Natural y Características Supuestas³⁵

Tipo de Planta	Año	Capacidad (MW)	Eficiencia Bruta	Factor de Capacidad	Uso Propio	Índice de Calor (TJ/GWh)	Generación Estimada (GWh)
Ciclo Combinado	2017	668	51.4%	0.8	2.9%	7.21	4,546

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Otros combustibles fósiles: Los datos provistos por la SENER sobre los consumos de carbón y diesel para 1996 al 2008 fue la principal fuente en la cual las supuestas proyecciones sobre los combustibles se basaron.³⁶ El consumo bruto de energía proveniente del carbón y diesel se asumió que continuará en los niveles de 2008 para cada año en el periodo de la proyección (2009-2025). El índice de calor para el diesel en 2007 del inventario histórico de GEI es usado para estimar la generación para 2008 al 2025.

³³ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

³⁴ El cuadro muestra la capacidad adicional planeada y la generación de electricidad supuesta, basadas en características típicas de plantas generadoras de energía. Los datos de capacidad y los supuestos de características de las plantas se obtuvieron de la SENER 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

³⁵ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

³⁶ Consumos históricos de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía se obtuvo directamente de la Secretaría de Energía (SENER) en respuesta a una carta de petición a la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales de Tamaulipas. Marzo 2007.



Energía renovable: la generación hidroeléctrica proyectada en Coahuila no está reportada en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER.³⁷ Sin embargo, las proyecciones para la capacidad hidroeléctrica se encuentran disponibles en este informe. La índice de la capacidad hidroeléctrica en Coahuila contra la capacidad hidroeléctrica en toda la región Noreste se multiplicó por el total de la generación esperada para la región Noreste para dar paso a la generación anual en las plantas hidroeléctricas a lo largo del periodo de la proyección.

El Cuadro A-4 y la Figura A-3 muestran el consumo de combustible del sector eléctrico (1990-2025) La electricidad generada por las plantas hidroeléctricas no está incluida en estos gráficos ya que estos resaltan la generación de electricidad por quema de combustibles fósiles. El Cuadro A-5 y la Figura A-4 muestran la generación de electricidad sobre este periodo para todo tipo de combustible. Estos gráficos muestran que el carbón permanece como la principal fuente de combustible fósil para la generación de electricidad en Coahuila para la duración del caso de referencia (1990-2025).

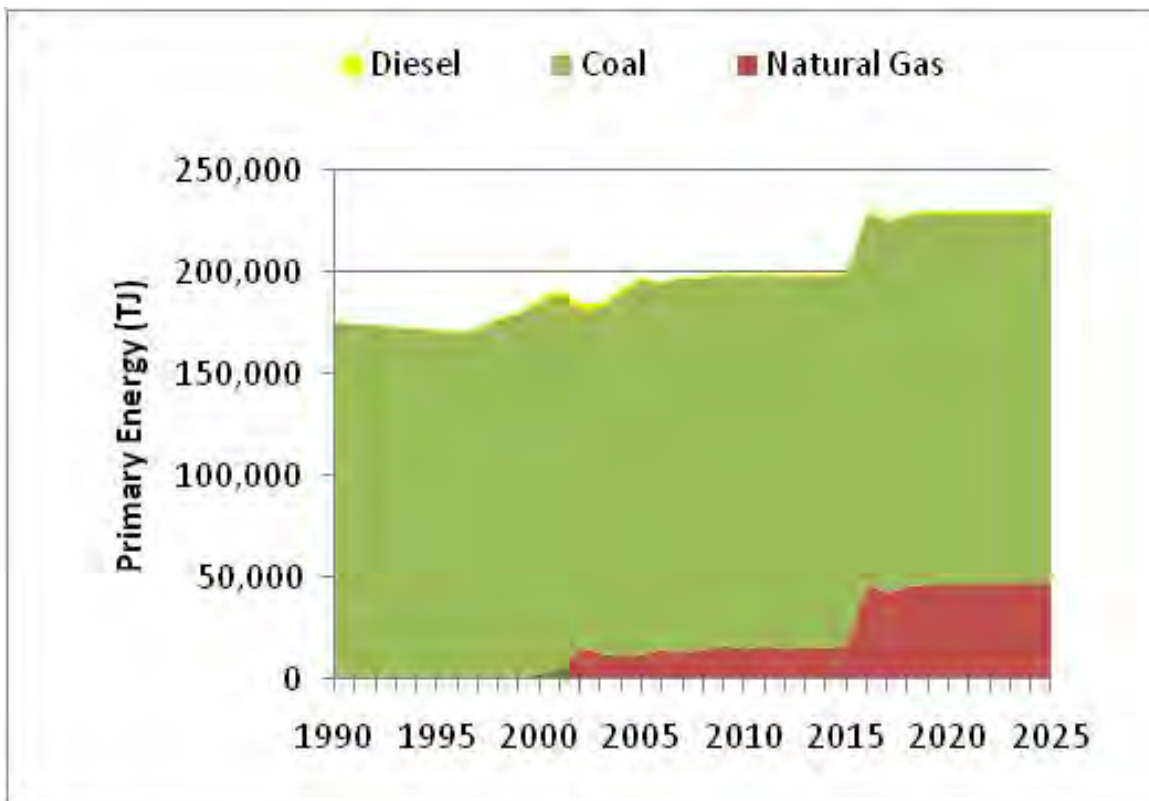
Cuadro A-4. Inventario y Proyección basado en la Producción- Consumo de Combustible Fósil (TJ)

Año	Gas Natural	Carbón	Diesel	Producción Total
1990	133	175,105	221	175,459
1995	239	171,196	681	172,116
2000	2,794	183,055	1,832	187,681
2005	12,434	183,637	1,407	197,478
2010	15,161	182,000	1,182	198,343
2015	16,759	182,000	1,182	199,942
2020	46,739	182,000	1,182	229,922
2025	46,739	182,000	1,182	229,922

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

³⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

Figura A-3. Inventario y Proyección basado en la Producción – Consumo de Combustible Fósil

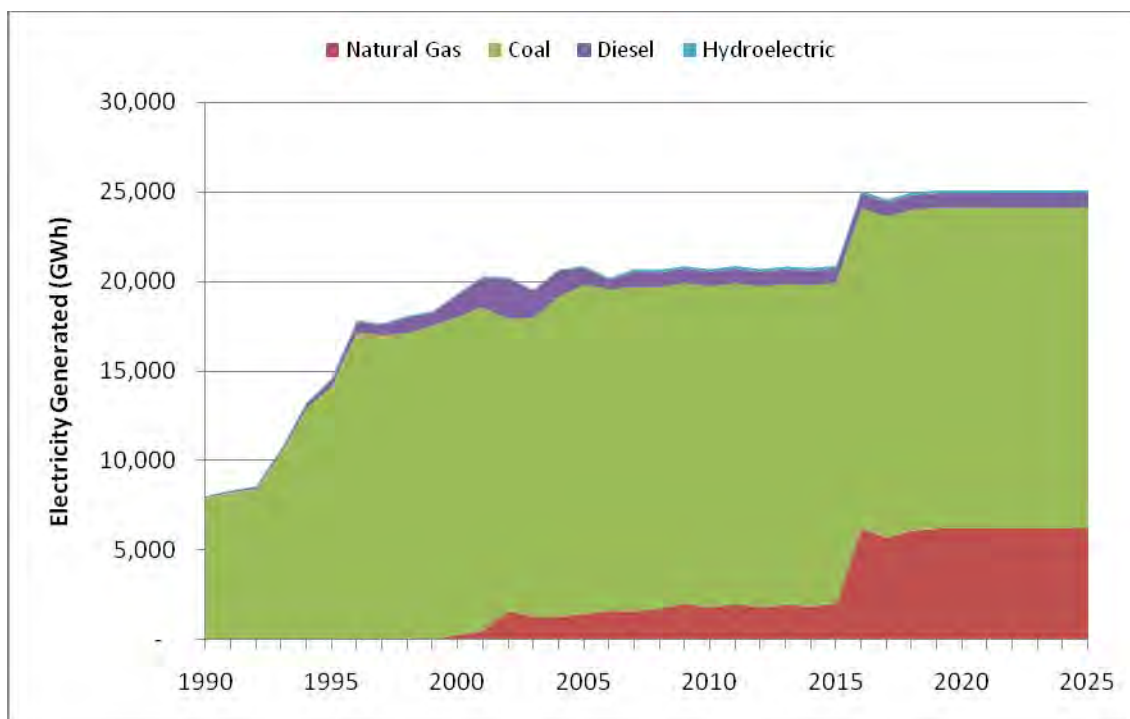


Cuadro A-5. Inventario y Proyección basado en la Producción – Generación de Electricidad (GWh)

Año	Gas Natural	Carbón	Diesel	Hidroeléctrica	Producción Total
1990	6	7,906	71	35	8,017
1995	21	14,115	396	63	14,596
2000	282	17,774	1,253	74	19,354
2005	1,432	18,380	975	109	20,896
2010	1,834	17,907	819	147	20,707
2015	2,027	17,907	819	147	20,900
2020	6,233	17,907	819	147	25,106
2025	6,233	17,907	819	147	25,106

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-4. Generación Total de Electricidad – por Tipo de Combustible: 1990-2025



Resultado de las Emisiones para el Caso de Referencia en Base a la Producción

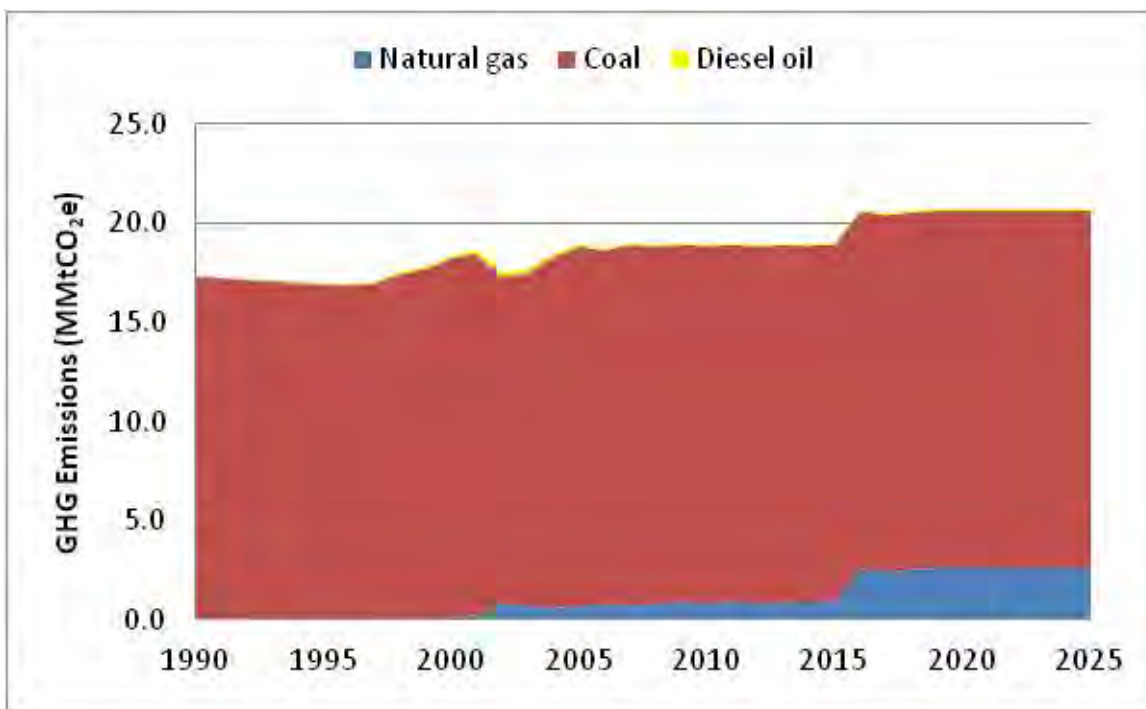
Los métodos descritos en las dos secciones previas provén detalle de como el CCS utilizó la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de los combustibles usados para 1990 hasta el 2025. Las emisiones de GEI basadas en la producción histórica y proyectada se muestran en el Cuadro A-6 y en la Figura A-5. La contribución de cada tipo de combustible a las emisiones de GEI está en línea con el consumo de energía fósil correspondiente. Los resultados ponen en evidencia que las emisiones de GEI derivadas del gas natural dominan el total de las emisiones de GEI basadas en la producción a partir del año 1999.

Cuadro A-6. Emisiones de GEI basadas en la Producción procedentes del Sector Eléctrico (MTmCO₂e)

Año	Gas Natural	Carbón	Diesel	Emisiones basadas en la Producción Total
1990	0.01	17.3	0.02	17.3
1995	0.01	16.9	0.05	17.0
2000	0.16	18.1	0.14	18.4
2005	0.70	18.1	0.10	18.9
2010	0.85	18.0	0.09	18.9
2015	0.94	18.0	0.09	19.0
2020	2.62	18.0	0.09	20.7
2025	2.62	18.0	0.09	20.7

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-5. Emisiones de GEI basadas en la Producción procedentes del Sector Eléctrico



Metodología de las Emisiones de Inventario Basado en el Consumo

El inventario basado en el consumo toma en cuenta las emisiones resultantes de la electricidad consumida en Coahuila, incluyendo las emisiones de electricidad importada pero excluyendo las emisiones de electricidad producida en, pero exportada del estado.

$$\text{Electricidad basada en el Consumo (GWh)} = \text{Ventas en el estado} + \text{Perdidas}$$

El inventario basado en el consumo se basa principalmente en los datos de ventas de electricidad reportadas en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones anteriores.³⁸ Se supone que la misma mezcla de combustibles para la generación bruta de electricidad se extiende a las ventas de electricidad en el estado. Los valores de venta de electricidad se multiplicaron por los índices de calor (TJ/GWh) determinados en base del análisis de las emisiones por producción para obtener el equivalente consumo energético en Terajoules.

La cantidad de electricidad importada y exportada para los años 1993 al 2007 fue reportada por los informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER. No se reportaron importaciones ni exportaciones internacionales de electricidad para Coahuila. La información sobre las importaciones de otros estados en México no estuvo disponible. Se pudo observar en los informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER que existe capacidad de transmisión para conectar la red eléctrica en Coahuila con otros estados mexicanos. La cantidad de electricidad exportada se ajustó tomando la diferencia entre la producción bruta de electricidad y la suma de la electricidad vendida y la pérdida de electricidad. En el caso de que el valor de esta diferencia sea negativo para un año determinado, se asume que Coahuila no fue un exportador neto de electricidad en ese año. Se espera que Coahuila exporte una importante cantidad de electricidad (más de 8,000 GWh en algunos años) a estados mexicanos vecinos.

Existen pérdidas importantes de electricidad debido a la pérdida y robos en el transporte y distribución de la electricidad (T&D). Mientras una pequeña cantidad de pérdida de T&D es normal (Ej. 3% de la red de transmisión y 5% usado en las plantas de generación eléctrica), un informe académico de la Universidad de Rice en Houston, TX afirmó que la pérdida total para el sistema eléctrico en México podría exceder un 25%.³⁹ Sin embargo, ha sido determinado que la tasa de pérdida publicada por la CFE brinda una representación más realista de la pérdida de electricidad en Nuevo León. La tasa de pérdida de la CFE fue aplicada a la generación total en cada año para estimar la cantidad de electricidad perdida. Para años en los que no hay tasa de pérdida disponible (1990-1999), se asume la tasa de pérdida como un promedio de la tasa de pérdida anual de los años 2000-2009 (10.7%⁴⁰). Las exportaciones e importaciones interestatales fueron estimadas asumiendo que todo exceso o déficit de electricidad sería explicado por las exportaciones e importaciones interestatales, respectivamente.

Metodología de la Proyección de Emisiones Basado en el Consumo

La proyección basada en el consumo se elabora en función del consumo de electricidad en Coahuila. El consumo de electricidad para la región noreste de México está estimado por la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER. El consumo de electricidad para Coahuila está indexado a la proyección de la región noroeste para los años 2008 al 2017. El

³⁸ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>. Ediciones anteriores también disponibles en este mismo sitio.

³⁹ Hartley, Peter and Eduardo Martínez-Chombo. 2002. "Oferta y Demanda de Electricidad en México." Rice University, Houston, TX. Disponible en: http://www.rice.edu/energy/publications/docs/Hartley_ElectricityDemandSupplyMexico.pdf.

⁴⁰ CFE. "Pérdidas Totales de Energía 2000-2009." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=304>

incremento promedio anual de 4.6% se aplicó cada año para estimar el consumo total para 2018 al 2025; entonces, los desgloses específicos de las fuente fueron multiplicados por los índices de calor de 2007 (TJ/GWh) calculados del inventario histórico de GEI basado en la producción para reportar el contenido usado en los cálculos de las emisiones.

Consistente con los inventarios históricos de GEI, la proyección de producción de electricidad excede las ventas de electricidad de 2008 al 2025. Las proyecciones de electricidad exportada de Coahuila no estuvieron disponibles; por lo tanto, fue necesario hacer un supuesto en relación a los niveles de producción con los de consumo.

Se asume que el porcentaje de electricidad perdida seria igual a la tasa de promedio anual de pérdida (10.7%). Este valor fue escogido como un estimado conservadoramente bajo de pérdida en transmisión y distribución que es consistente con la cantidad de electricidad reportada a ser perdida a través de la red de transmisión de alto voltaje.⁴¹ La cantidad de electricidad importada anualmente durante el periodo de la proyección fue calculada restando la perdida de electricidad y consumo de la producción. Si esta diferencia es positiva entonces Coahuila está proyectada a ser un exportador neto en ese año. Si esta diferencia es negativa, está proyectado que Coahuila será un importador neto en ese año. Las emisiones de las exportaciones y las pérdidas son calculadas multiplicando el índice de consumo específico de combustible para obtener el total de consumo de combustible por cada año (Ej. gas natural TJ/total TJ; generado por la proyección basado en la producción) por la energía primaria total usada para generar electricidad exportada o perdida.

El Cuadro A-7 y la Figura A-6 muestran la disposición de la energía eléctrica en el estado, incluyendo consumos, importaciones, pérdidas y exportaciones. La Figura A-7 muestra el consumo de energía primario a través del periodo de inventario histórico y de proyección de casos de referencia que fue usado para calcular las estimaciones de emisiones de GEI.

⁴¹ Hartley, Peter and Eduardo Martinez-Chombo. 2002. "Oferta y Demanda de Electricidad en México." Rice University, Houston, TX. Disponible en: http://www.rice.edu/energy/publications/docs/Hartley_ElectricityDemandSupplyMexico.pdf.

Cuadro A-7. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado (GWh)

Inventario basado en el Consumo				
Año	Consumo en Coahuila	Importación	Perdida	Exportación
1990	4,310	0	885	2,852
1995	5,210	0	1,557	7,829
2000	8,241	0	2,052	9,061
2005	8,373	0	5,224	7,299
2010	9,735	0	4,590	6,382
2015	12,292	0	3,646	4,963
2020	15,354	0	3,194	6,558
2025	19,226	0	2,009	3,872

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER y CFE

Figura A-6. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado

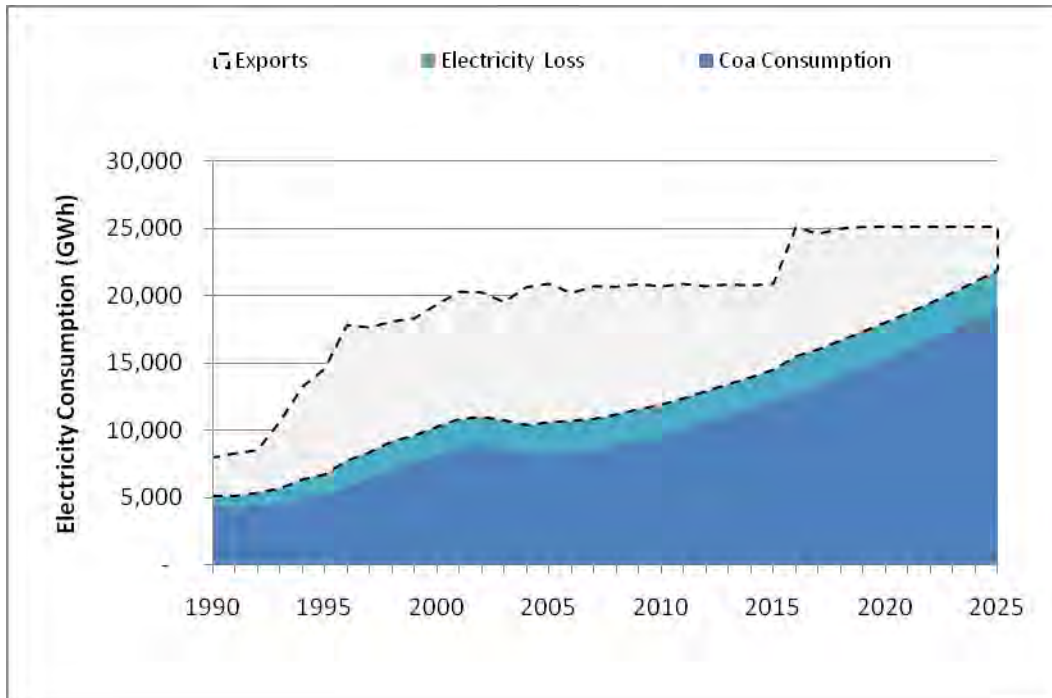
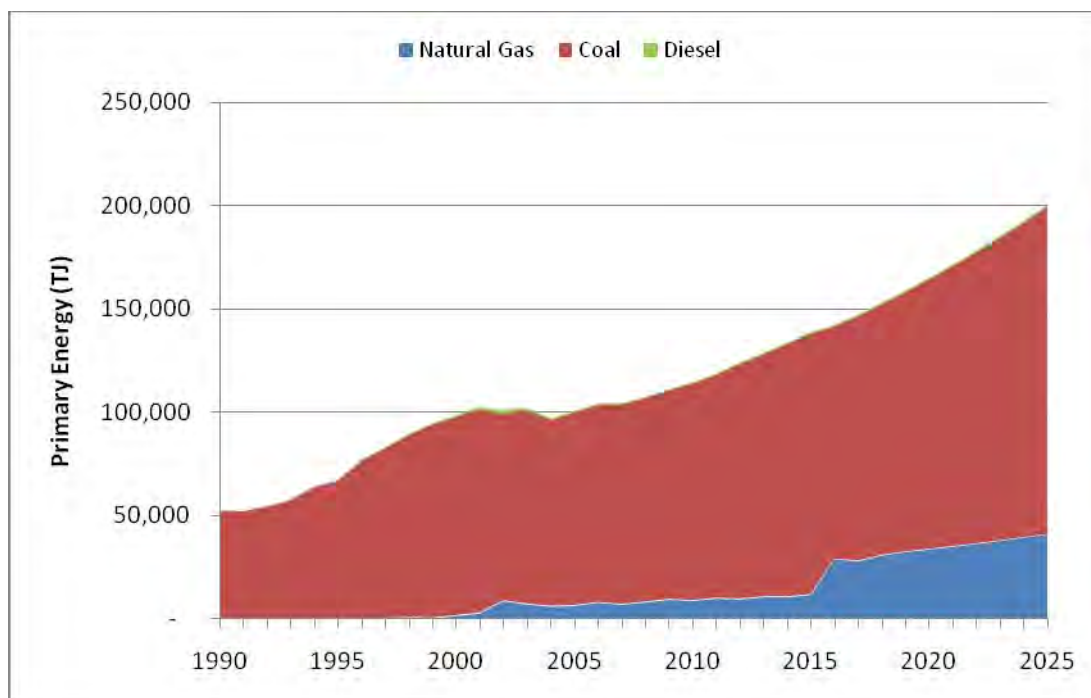


Figura A-7. Inventario y Proyección Basado en el Consumo – Uso de Energía Fósil



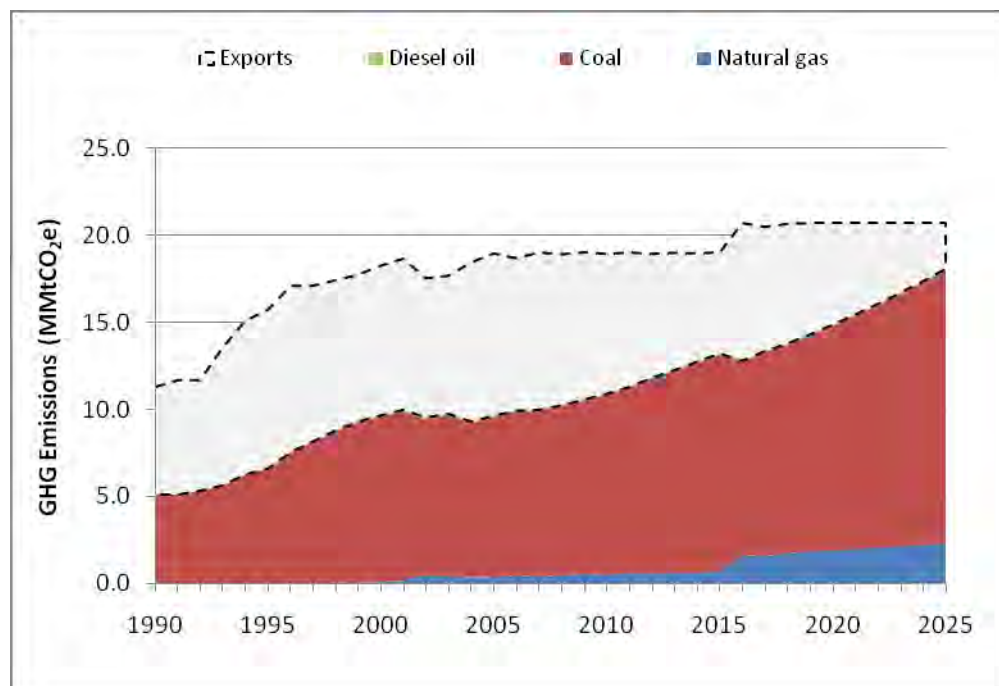
Resultado de las Emisiones para el Caso de Referencia en Base del Consumo

Los métodos descritos en las dos secciones previas proveen detalles de cómo el CCS utilizó la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de combustibles usados para 1990 a 2025. Las emisiones de GEI basadas en el consumo histórico y proyectado se muestran en la Figura A-8.

Esta figura desglosa la contribución de cada tipo de combustible al componente de consumo en el estado del inventario basado en el consumo, así como también incluye una línea punteada para mostrar el impacto de las exportaciones de electricidad en las emisiones de GEI, aunque las emisiones de las exportaciones de electricidad no están incluidas en el inventario basado en el consumo.

Las emisiones de pérdidas de electricidad están contabilizadas en las emisiones de fuente de combustible en la Figura A-8. La Figura A-9 muestra las emisiones de GEI basadas en el consumo por componente y pretende mostrar el impacto de las emisiones de GEI de las exportaciones, importaciones y pérdidas de electricidad relativas a las emisiones directamente como resultado del consumo de electricidad generada en Coahuila.

Figura A-8. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo Total

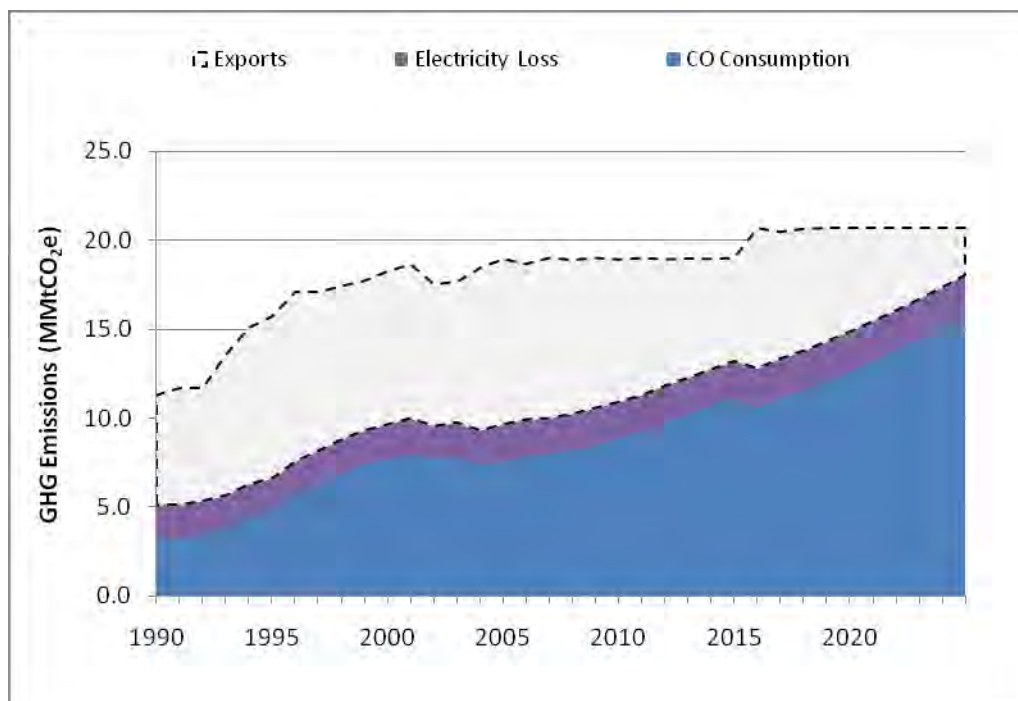


Cuadro A-8. Emisiones Totales de GEI relacionadas con el Consumo de Electricidad (MTmCO₂e)

Año	Consumo en el Estado	Importaciones	Perdida	Emisiones basadas en el Consumo Total	Exportaciones
1990	3.28	0.00	1.85	5.13	6.16
1995	4.80	0.00	1.81	6.61	9.11
2000	7.70	0.00	1.95	9.65	8.60
2005	7.59	0.00	2.05	9.64	9.30
2010	8.89	0.00	2.02	10.9	8.01
2015	11.2	0.00	2.03	13.2	5.80
2020	12.7	0.00	2.21	14.9	5.83
2025	15.8	0.00	2.21	18.1	2.64

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER y CFE

Figura A-9. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo –por Componente



Incertidumbres Principales y Necesidades Futuras de Investigación

Las principales fuentes de incertidumbre que subyacen en las estimaciones anteriores y en las oportunidades futuras de investigación son las siguientes:

- No se localizó información que detalle la cantidad y naturaleza del comercio interestatal de la electricidad. Solamente se localizó la capacidad de transmisión corriente y futura entre las entidades federativas. Por consiguiente, este estudio aproximó los valores sobre las importaciones de electricidad en función de las proyecciones de ventas de electricidad, su producción, y la tasa de pérdidas en la red de transporte y distribución.
- Las pérdidas totales de electricidad se tomaron de las tasas de pérdida nacionales reportadas por la CFE, excluyendo la región previamente administrada por la difunta entidad de Luz y Fuerza del Centro. Durante los años de proyección, se asume que la tasa promedio de pérdidas del 2000-2009 es igual hasta el año 2025. Avances en este aspecto del estudio resultarían en estimados más fiables en base de consumo.
- El crecimiento poblacional y económico son los principales impulsores para el uso de combustible. Las proyecciones de casos de referencia se basan en las estimaciones de los requerimientos de generación eléctrica reportadas en los informes *Prospectivas del Sector Eléctrico* de la SENER. Las proyecciones de demanda de electricidad por parte de otros sectores podría ayudar a depurar la proyección para Coahuila.
- El uso de la electricidad en sitio y las estimaciones de pérdidas en T&D se asumieron durante el periodo del inventario histórico y se basan en los índices de pérdida

comparable con otros estados mexicanos teniendo como base el estudio de la Universidad de Rice. Durante el periodo de la proyección, el índice de pérdida se asume que es reducido debido a la disminución en robo el cual puede ser o no un supuesto válido. Las mejoras a estas estimaciones podrían ayudar a obtener emisiones más precisas relacionadas con la electricidad importada.

- La cantidad de electricidad exportada está basada en el consumo de electricidad proyectado, producción y en el factor de pérdida ya mencionado. Las ventas de electricidad son fluidas por naturaleza; por lo tanto, como no hay datos disponibles para las importaciones interestatales y exportaciones de la electricidad fue necesario proyectar las importaciones y las exportaciones en una base neta. Mientras que Coahuila está proyectado para ser un exportador neto de electricidad, es posible que una parte de la electricidad sea importada, también. Contabilizando las importaciones interestatales y las exportaciones en una base neta, las emisiones potenciales de la electricidad importada (que tendría un perfil de emisiones diferente de la electricidad generada dentro de Coahuila) no están incluidas en el inventario basado en el consumo
- La SENER reporta estadísticas de planta para las mayores instalaciones en el país. CCS no pudo confirmar si estas incorporaban de forma consistente las contribuciones de los pequeños productores independientes de electricidad (PIE) a la red.
- La información en los reportes de proyecciones de electricidad y gas natural de la SENER no proveen suficiente información para discernir el nivel de las importaciones y exportaciones en el futuro, especialmente de y a otros estados en México. Las actualizaciones proyectadas para las interconexiones de red están reportadas en los informes *Prospectivas del Sector Eléctrico* de la SENER; sin embargo, esta información es solamente suficiente para aprobar o desaprobar, ya sea que sea suficiente la capacidad de la red para transferir electricidad entre Coahuila y EE.UU u otros estados mexicanos. Las cantidades actuales de exportaciones e importaciones se basan en los cálculos de generaciones futuras, ventas y supuestas pérdidas. Un análisis de mercado más sofisticado puede probar ser útil en la evaluación de contribuciones futuras de exportaciones e importaciones de emisiones de GEI del sector eléctrico en Coahuila.
- Existen incertidumbres relacionadas con la mezcla de combustible a lo largo de todo el estado, factores de emisión y factores de conversión (para convertir electricidad desde una base de entrada de calor a una salida de electricidad) que debería ser *revisada y corregida con los datos* que son específicos para los generadores de energía de Coahuila.
- Para las plantas de calor combinado y de energía que generan y venden electricidad a la red de poder, el uso de combustible relacionado con estas instalaciones es agregado por combustible y por sector y por lo tanto no puede ser desglosado fácilmente para que pueda ser reportado bajo el sector de suministro y consumo. Un trabajo futuro podría incluir una evaluación para determinar la mejor manera para aislar las emisiones relacionadas con el calor combinado y las plantas de energía.

Apéndice B. Quema de Combustible Residencial, Comercial e Industrial (RCI)

Descripción General

Las actividades en los sectores RCI⁴² generan emisiones de CO₂, CH₄, y N₂O al quemar combustible en calefacciones domésticas, calentadores de agua, procesos industriales, cocinas, y en otras aplicaciones energéticas. Este apéndice contempla la quema de combustible solo para estos subsectores. En el 2005, las emisiones totales directas de GEI procedentes de la quema de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), carbón y leña fueron del orden de 3.4 MTmCO₂e, de las cuales el 75% fueron emitidas por fuentes industriales, 21% por fuentes residenciales y 4% por fuentes comerciales. Las emisiones no procedentes de la combustión relacionadas con la actividad residencial, comercial e industrial pueden encontrarse en los apéndices de los sectores de agricultura, residuos, procesos industriales y silvicultura.

Emisiones y Proyecciones de los Casos de Referencia

Las Directrices del IPCC de 2006 plantean tres enfoques para estimar las emisiones derivadas de la quema de combustibles fósiles por fuentes estacionarias. Con base en la información disponible se seleccionó el enfoque del Nivel 1.⁴³

En las Directrices del IPCC de 2006 se calculan las emisiones de carbono en términos de las especies que se emiten. Durante el proceso de combustión, la mayor parte del carbono se emite inmediatamente como CO₂; sin embargo, parte del carbono se emite en forma de monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) o compuestos orgánicos volátiles (COVDM). La mayor parte del carbono que se emite en la forma de estas especies distintas al CO₂ finalmente se oxida y se convierte en CO₂ en la atmósfera. En el caso de la quema de combustibles, las emisiones de estos gases distintos al CO₂ contienen cantidades muy pequeñas de carbono comparadas con la estimación de CO₂ y en el Nivel 1 es más exacto basar la estimación del CO₂ en el carbono total del combustible. Esto es porque el carbono total en el combustible depende únicamente del combustible, mientras que las emisiones de los gases distintos al CO₂ dependen de muchos factores, tales como las tecnologías o mantenimiento que en general no son muy conocidos.

El método del Nivel 1 se basa en el combustible puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión se pueden calcular tomando como base las cantidades de combustible quemado y los factores de emisión promedio. Se dispone de los factores de emisión del Nivel 1 para CO₂, CH₄ y N₂O. La calidad de estos factores de emisión difiere de un gas a otro. En el caso del CO₂, los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de la combustión (incluyendo la eficiencia de quema y carbono retenido en la escoria y las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa.⁴⁴ Por lo tanto, es posible estimar las

⁴² El sector industrial incluye las emisiones relacionadas con el consumo energético en la agricultura y el gas natural que se usa como combustible para operaciones de extracción y como combustible en plantas de procesamiento. Las emisiones relacionadas con el uso de combustible en tuberías de transmisión se incluyen en el Apéndice E.

⁴³ Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Capítulo 1, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

⁴⁴ Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Capítulo 1, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf



emisiones de CO₂ con bastante exactitud sobre la base del total de la cantidad de los combustibles quemados y del contenido de carbono promedio de los combustibles. Sin embargo, los factores de emisión para CH₄ y N₂O dependen de la tecnología de quema y de las condiciones operacionales y ambos varían considerablemente entre las instalaciones individuales de quema y sobre el tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de los factores de emisión promedio para estos gases presentará relativamente grandes incertidumbres.⁴⁵ Afortunadamente, el CH₄ y N₂O contribuyen muy poco al total de las emisiones de CO₂e derivadas de los procesos de quema. Las estimaciones de las emisiones provenientes de la quema de leña incluyen N₂O y CH₄. El CO₂ resultante de la quema de leña es considerado como una fuente biogénica y no está incluida en este inventario. Las emisiones de dióxido de carbono derivadas de la quema de la biomasa se supone que es “neto cero” de acuerdo con las metodologías del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y cualquier pérdida neta de reservas de carbono como consecuencia de la quema de combustible de la biomasa deberá ser contabilizada para el análisis de uso de suelo y forestal. Las emisiones de CH₄ y N₂O en este inventario se reportan como CO₂ equivalentes (CO₂e).

Con el fin de plasmar la diferencia entre las emisiones de CH₄ y N₂O, los factores de emisión incluidos en las Directrices del IPCC de 2006 se indican en cuadros distintos, conforme a cuatro subsectores: 1) industrias energéticas, 2) industrias manufactureras y construcción, 3) comercial e institucional y 4) residencial y agrícola/forestal/piscícola.⁴⁶ Los factores de emisión usados para este inventario y proyección se resumen en el Cuadro B-1, seguido de una breve descripción de los métodos y datos de la actividad usados para desarrollar el inventario y las proyecciones de casos de referencia.

Cuadro B-1. Factores de Emisión para Combustibles RCI (kg/TJ)

Fuente	Tipo de Combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
Industrial	Diesel	74,100	0.6	3
	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	1
	Agrícola- Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	1
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	5
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300

⁴⁵ Este párrafo está citado con poca edición del Capítulo 1, Volumen 2 de las Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del IPCC de 2006, página 1.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

⁴⁶ Cuadros de factores de emisión por defecto se encuentran en el Capítulo 2, Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>.

Diesel

El consumo de diesel en el sector RCI para 1993-2007, así como los cálculos proyectados para 2008-2009 se obtuvieron directamente de la SENER.⁴⁷ La SENER atribuyó todo el consumo de diesel al subsector industrial. Previo a 1993, el consumo se extrapola linealmente a 1990. Los valores de la proyección se derivaron por el cálculo del índice de crecimiento medio anual (0.5%) del juego de datos de la SENER de 1994-2009 y aplicándolos a los años 2010-2025. El índice de crecimiento aplicado para este combustible y todos los demás combustibles en el sector se resumen en el Cuadro B-2.

Cuadro B-2. Índices de Crecimiento Anual en el Proyección RCI

Fuente	Tipo de Combustible	Índice de Crecimiento Anual
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	1.8%
Industrial	Diesel	0.5%
	Gas Licuado de Petróleo	3.7%
	Agrícola- Gas Licuado de Petróleo	2.9%
	Gas Natural	4.4%
Residencial	Combustóleo	-0.6%
	Gas Licuado de Petróleo	2.4%
	Gas Natural	1.6%

Gas Licuado de Petróleo

El consumo estatal de gas licuado de petróleo (GLP) y el consumo proyectado se obtuvieron de la SENER.⁴⁸ La información sobre el consumo de combustible por estado se publicó para 1996-2005. El consumo por subsector incluyendo el residencial, comercial e industrial fueron publicados por región. Los porcentajes regionales se multiplicaron por el consumo total del estado para los tres subsectores con el fin de estimar el consumo por subsector del estado. El consumo para los años previos a 1990 se calculó por medio de la retroproyección de los consumos reportados. Las proyecciones oficiales de la SENER sobre el consumo de GLP estuvieron disponibles para 2006-2016. Para los años restantes de la proyección a 2025, el consumo de GLP en cada subsector se supuso crecería al en la misma proporción que la proyección de la SENER (índice de crecimiento medio anual para 2009-2016). Anualmente esto representaría, -0.6% para el subsector residencial, 3.7% para industrial y 1.8% para comercial.

El consumo de GLP para usos industriales auxiliares a la producción agrícola también se reportó y está incluido aquí como parte del subsector industrial. Muchas actividades en el sector agrícola requieren del uso de combustible, como la operación de tractores y maquinaria. Sin embargo, la información desagregada en relación al consumo de energía eléctrica que se relaciona con el

⁴⁷ La información sobre el consumo de diesel fuere preparada por la SENER por la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales (APMARN) de Nuevo León.

⁴⁸ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2006-2015, Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016, y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017* Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.



consumo de energía en el sector agrícola sólo estuvo disponible para GLP. Éste no es representativo del consumo de energía primaria en el sector agrícola ya que la forma predominante de energía es el diesel usado en los tractores y en la maquinaria pesada. El consumo de diesel por vehículos (tractores y tráileres) se contempla bajo Consumo de Energía en el Transporte. (Ver Apéndice C).

Gas Natural

El consumo estatal de gas natural y los datos de consumo de la proyección se obtuvieron de la SENER.⁴⁹ El consumo de combustible desagregado por subsector estuvo disponible a nivel estatal para la industria para los años 1998-2007. El consumo de gas natural agregado para el sector residencial, comercial y transporte se reportó para 2000-2007 en el estado. Los datos nacionales de la SENER indican que la mayoría de estos consumos son de uso residencial.⁵⁰ Por lo tanto, todos los consumos de este agregado fueron atribuidos al subsector residencial. Por consiguiente, al sector comercial se le ha atribuido muy poco consumo. Los valores de consumo para los años previos a 1990 se calcularon por medio de la retroproyección del consumo reportado. Las proyecciones oficiales de la SENER sobre el consumo de gas natural estuvieron disponibles para los años 2009-2017. Para los años restantes de la proyección hasta el 2025, el consumo total estatal se supuso que creció en la misma proporción que la proyección de la SENER (Índice de crecimiento medio anual para 2009-2017); esto es 4.4% para el subsector industrial y 2.4% para los subsectores residencial, comercial y transporte. En Coahuila, el subsector industrial domina el consumo de gas natural. El consumo reportado del sector residencial, comercial y transporte es sólo el 10% del consumo de gas natural del subsector industrial.

Biocombustibles Sólidos: Leña

El uso de leña por parte del subsector residencial se derivó de dos fuentes de información. El Censo de Población y Vivienda del 2000 proporcionó el desglose de las viviendas de acuerdo al tipo de combustible que se usa para cocinar. Esta fuente se usó para determinar la proporción de viviendas en las que se usan estufas de leña (2.7%) e infiere en la parte de la población que depende de la leña como combustible para cocinar. La SENER facilitó los datos sobre el consumo promedio anual de uso de leña por persona para 1996 y 2006 (en equivalentes a gas natural).⁵¹ El uso de leña como combustible se supuso disminuiría linealmente entre 1996 y 2006. Los años 1990-1995 permanecieron constantes al nivel de 1996. El uso de la energía procedente del consumo de leña se calculó multiplicando el porcentaje de residentes que usan leña como combustible por el promedio anual del uso de leña per cápita. Los valores de la proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento medio anual (1.6%) para 1990-2005 y aplicándolo a los años 2006-2025. Solamente las emisiones de CH₄ y N₂O relacionadas con la quema de leña se reportan aquí como cualquier emisión de CO₂ sería considerada como biogénica.

⁴⁹ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016 y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

⁵⁰ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016 y Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

⁵¹ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016, Cuadro 23*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.



Resultados

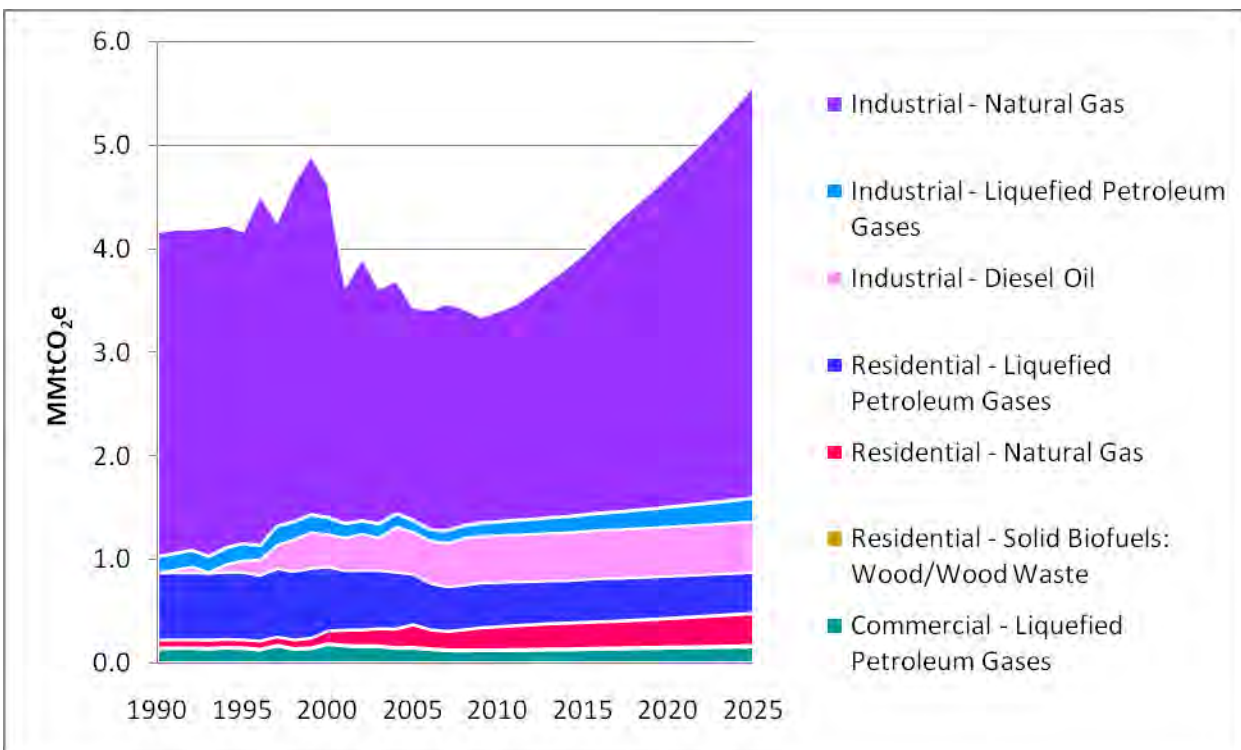
El uso de energía en el sector RCI dio un total de 57,327 Terajoules (TJ) en 2005. Los valores del consumo de energía se muestran en el Cuadro B-3.

Cuadro B-3. Histórico de Energía Usada en el Sector RCI en TJ

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	2,130	2,157	2,781	2,192
Industrial	Diesel	12	1,541	4,176	5,457
	Gas Licuado de Petróleo	1,783	1,849	1,996	1,373
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	642	681	524	351
	Gas Natural	55,606	53,527	57,020	36,482
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	10,055	10,131	9,619	7,568
	Gas Natural	1,309	1,276	2,096	3,799
	Biocombustibles sólidos: Leña	83	92	97	105
Total		71,619	71,254	78,308	57,327

La Figura B-1 y los Cuadros B-4 y B-5 proveen un perfil del resumen de emisiones de GEI para todo el sector RCI. En el 2005, el total de las emisiones de GEI en el sector RCI fue de 3.4 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MTmCO₂e) de los cuales el 75% está relacionado con la quema de combustible en el subsector industrial, 33% es procedente del subsector residencial y 12% del subsector comercial. En 2005, el consumo de gas natural residencial representó el 60% del uso de energía RCI, seguido por el consumo de GLP industrial (14%) y el consumo de diesel industrial (12%).

Figura B-1. Emisiones de GEI en el Sector RCI



Para 2025, el total de las emisiones de GEI procedentes del sector RCI están proyectadas en 5.6 MTmCO₂e de los cuales el 84 % proviene de la quema de combustible industrial, 13% de la quema de combustible residencial y 3% de la quema de combustible comercial. En general, las emisiones del sector RCI se derivan de la quema de gas natural en el subsector industrial. El consumo de gas natural se reportó como un total agregado en el estado para los subsectores residenciales, comerciales y para el sector de transporte. Además del consumo de gas natural comercial incluido en este agregado, es probable que parte del consumo comercial sea incluido en el consumo del subsector industrial. Para poder clarificar esto, datos más detallados de agencias estatales o proveedores de combustible serían necesarios.

Cuadro B-4. Emisiones de GEI en el Sector RCI (MTmCO₂e)

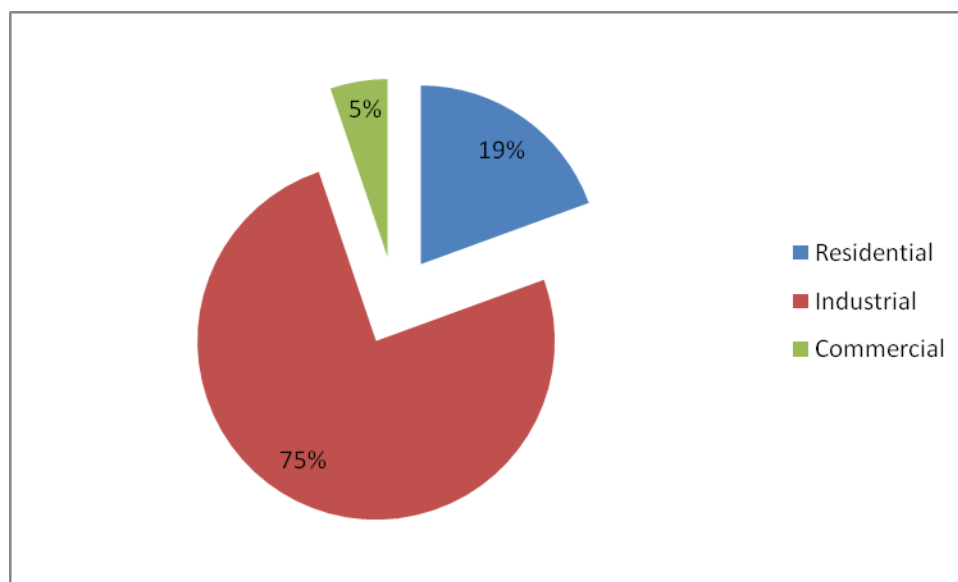
Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	0.14	0.14	0.18	0.14	0.12	0.13	0.14	0.16
Industrial	Diesel	0.00	0.12	0.31	0.41	0.46	0.47	0.48	0.49
	Gas Licuado de Petróleo	0.11	0.12	0.13	0.09	0.11	0.13	0.19	0.22
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02	0.03	0.00	0.00
	Gas Natural	3.14	3.02	3.22	2.06	2.04	2.52	3.21	3.98
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	0.65	0.65	0.62	0.49	0.43	0.41	0.41	0.40
	Gas Natural	0.08	0.07	0.12	0.22	0.22	0.25	0.28	0.31
	Biocombustibles sólidos: Leña	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total		4.16	4.17	4.62	3.44	3.40	3.95	4.71	5.58

Cuadro B-5. Distribución de Emisiones de GEI en el Sector RCI

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
Industrial	Diesel	0.02 %	3%	7%	12%	13%	12%	10%	9%
	Gas Licuado de Petróleo	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
	Gas Natural	75%	72%	70%	60%	60%	64%	68%	71%
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	16%	16%	13%	14%	13%	10%	9%	7%
	Gas Natural	1.8%	2%	3%	6%	7%	6%	6%	6%
	Biocombustibles sólidos: Leña	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%

Aunque las emisiones relacionadas con la generación de electricidad que es consumida en los subsectores RCI están representadas en el sector de generación de electricidad (ver Apéndice A), es útil conocer la distribución del uso de electricidad entre los subsectores RCI con el fin de informar de posibles futuros enfoques para mitigar el uso de la energía, así como las emisiones de GEI. En 2005, el sector industrial fue el principal usuario de electricidad (75%), seguido de los subsectores residencial (19%) y comercial (5%). El Cuadro B-6 muestra el crecimiento histórico para las ventas de electricidad por el sector RCI. La proporción de las ventas de cada subsector RCI para sumar el total de las ventas fue usada para asignar las emisiones relacionadas dentro del sector de suministro eléctrico a cada uno de los sectores RCI. Estas emisiones no están representadas en este sector pero si en el sector de suministro eléctrico. La Figura B-2 ilustra el desglose de ventas de electricidad para 2005 por parte del subsector RCI.

Figura B-2. Distribución de Ventas del Sector Eléctrico por Subsector, 2005



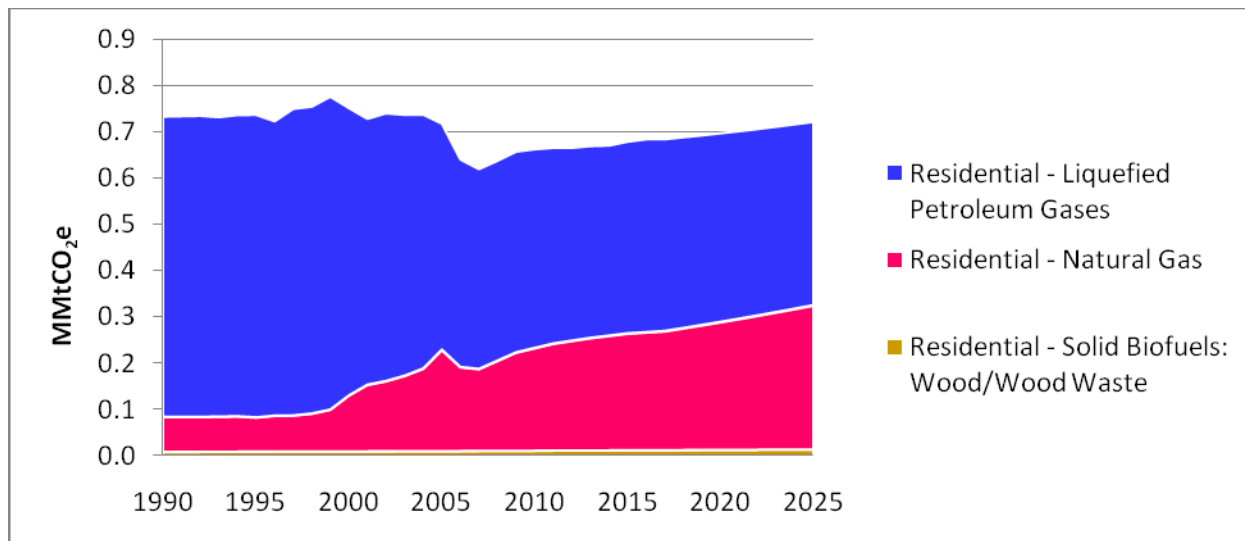
Cuadro B-6. Índices de Crecimiento Anual en Ventas Históricas de Electricidad

Sector	1990-2005*
Residencial	5.4%
Comercial	3.0%
Industrial	4.8%
Total	4.5%

* 1990-2005 índices compuestos anuales calculados de las ventas de electricidad por año de la SENER.

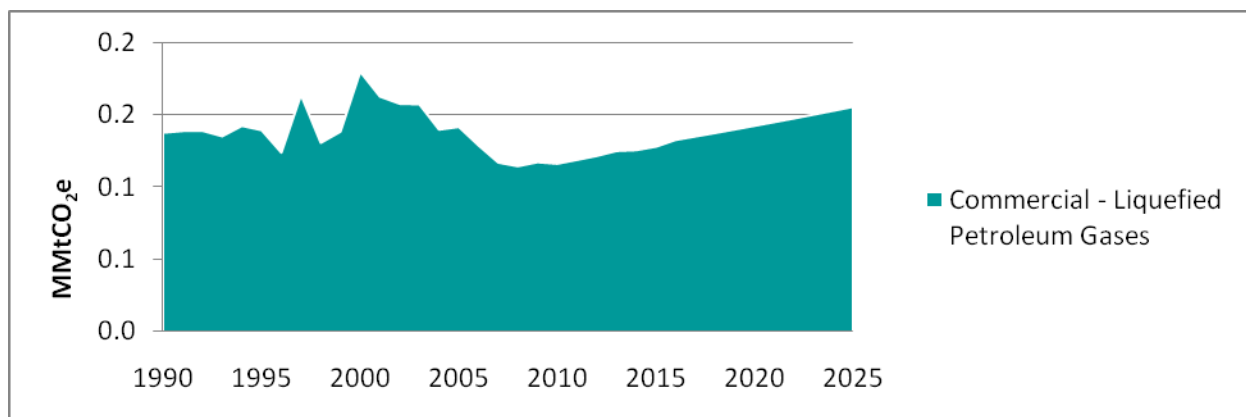
Las emisiones procedentes de las fuentes residenciales fueron motivadas por la quema de GLP las cuales representaron el 68% de las emisiones residenciales totales en 2005. Las emisiones relacionadas con la quema de gas natural y leña representaron el 31% y el 1% del total de las emisiones residenciales, respectivamente. Las tendencias históricas y proyectadas de emisiones de GEI se muestran en la Figura B-3. No está claro porque las emisiones disminuyeron entre el 2000 y 2005. La eficiencia de la estufa mejorada puede explicar un poco sobre la reducción en el consumo. A partir de 2005 y hasta el 2025, se estima que las emisiones residenciales permanezcan fijas. El aumento en las emisiones es motivada por la quema de gas natural residencial mientras que las emisiones relacionadas con el GLP residencial se espera que disminuyan levemente. Las emisiones relacionadas con la quema de leña se estima que permanezcan constantes.

Figura B-3. Emisiones de GEI procedentes de Quema de Combustible en el Sector Residencial



Las emisiones procedentes de fuentes comerciales ascendieron a 0.1 MTmCO₂e en 2005 y se debieron a la quema de GLP la cual está relacionada con el uso de estufas. Parece plausible que el negocio de restaurante utilice GLP en cantidades significativas. Si ese es el caso, entonces los valores de las emisiones para el sector comercial se espera que sean mayores. Se justifica el trabajo adicional para describir mejor este sector. Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI comerciales se muestran en la Figura B-4. Del 2005 al 2025, las emisiones comerciales se estiman que aumenten un 10% o aproximadamente 0.5% por año.

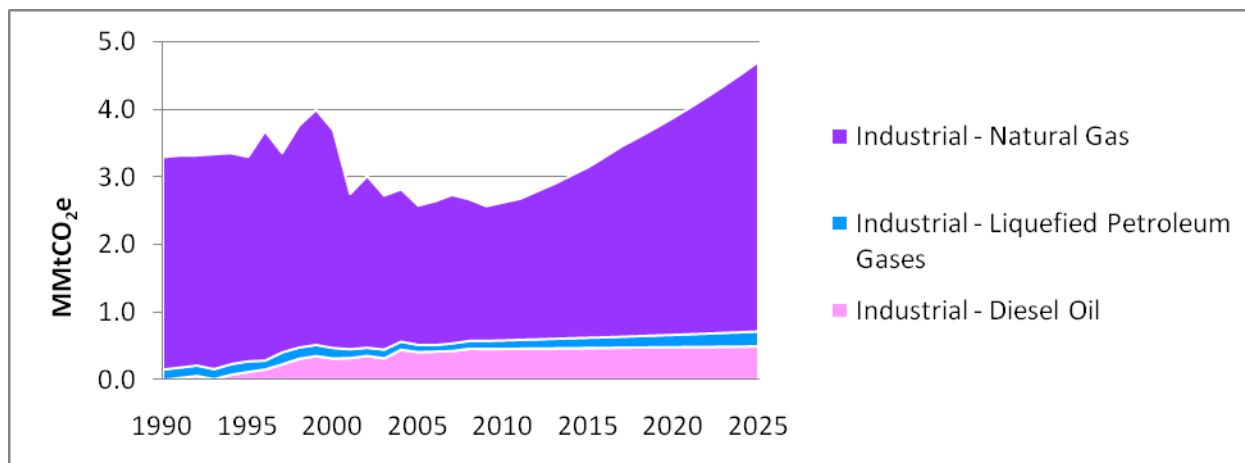
Figura B-4. Emisiones de GEI procedentes de la Quema de Combustible en el Sector Comercial



En 2005, las emisiones procedentes de fuentes industriales se debieron a la quema de gas natural (74%) seguido del diesel (16%) y GLP (3%). Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI se muestran en la Figura B-5. Los datos de consumo de GLP incluyeron un desglose de la quema asociada con la industria agrícola. El GLP fue el único combustible para el cual se tuvo información disponible para extraer consumos agrícolas del resto de los consumos

industriales. De 2005 hasta 2025, se estima que las emisiones industriales aumenten en 82% o aproximadamente 2.1 % por año. Las proyecciones de consumo de gas natural estuvieron basados en las proyecciones de la SENER (ver Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia). La SENER proyecta gran crecimiento en el consumo de gas natural industrial; de ahí el gran aumento en el consumo de gas natural en la Figura B-4. Las proyecciones basadas en el consumo histórico serían más bajas (ver la información adicional bajo Incertidumbres Principales).

Figura B-5. Emisiones de GEI de la Quema de Combustible procedentes del Sector Industrial



Incertidumbres Principales y Próximos Pasos

Los datos de la actividad del sector RCI desagregados por estado, por combustible y por subsector no siempre estuvieron disponibles. Se hicieron varios supuestos durante el proceso de desagregación de datos de la actividad en un intento para evaluar las emisiones del sector RCI. Los consumos reportados de diesel y combustóleo fueron atribuidos al subsector industrial. Para el consumo de diesel en particular, una porción probablemente será consumida dentro del sector comercial.

Además, la información del consumo de gas natural fue combinada en un valor para los subsectores residencial, comercial, y transporte. Nacionalmente, el mayor consumo de gas natural está en el sector residencial, de ahí los valores agregados para el consumo de gas natural en Coahuila fueron atribuidos al subsector residencial. Con el futuro trabajo, el mejor desglose a nivel del sector podría ser posible con el uso de encuestas a proveedores de combustible.

El GLP fue el único combustible para el cual los usos en la agricultura fueron delineados; sin embargo, otros combustibles son probablemente usados en industrias agrícolas, particularmente el diesel y éstos pueden ser explicados en otros apéndices. Puede ser necesaria una investigación futura para determinar la cantidad que es consumida por la agricultura contra otras industrias.

Parte del consumo de combustible fue proyectado y en algunos casos retro-proyectados en el consumo histórico. El uso de los indicadores económicos podría mejorar las proyecciones de

consumo en lugar de depender estrictamente en los índices históricos de crecimiento y permitiría el contemplar los ciclos económicos, incluso estallidos de crecimiento y recesiones. Los indicadores económicos históricos hacia 1990 también resultarían útiles para extrapolar y podrían plasmar la expansión y contracción en el consumo de combustible que acompañó los periodos de crecimiento y recesión. Actualmente, los indicadores económicos específicos por estado están solamente disponibles para los años 1993-2007, así es que no es posible extrapolar de 1990-1993 para los consumos de diesel y combustóleo. A principio de los años noventas se vivió una recesión y el consumo de diesel y combustóleo pudieron ser inferiores a los que se estimaba. Los indicadores económicos estatales y específicos adicionales son necesarios para mejorar retroproyección así como la proyección.

Otras proyecciones estuvieron basadas estrictamente en las proyecciones de la SENER (GLP y gas natural). La SENER proyecta un gran crecimiento en el consumo industrial de gas natural. El consumo histórico de gas natural industrial de 1990-2005 tuvo una índice de crecimiento anual del -2.8 %. Si las proyecciones hubieran estado basados en tendencias históricas, más que en las proyecciones de la SENER, entonces el consumo de 2025 sería de aproximadamente 43 % más bajo. Parte de la incertidumbre en la proyección puede ser atribuida a las diferencias en índices de proyección.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte

Descripción General

En este apéndice se presenta un resumen de las emisiones provenientes del consumo de energía relacionadas con las siguientes fuentes: transporte carretero, embarcaciones marítimas, motores ferroviarios y aviación. Los combustibles fósiles que queman estas fuentes producen dióxido de carbono (CO₂), además de pequeñas cantidades de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). En el 2007, el CO₂ constituyó aproximadamente el 96% de las emisiones de gases de efecto invernadero seguido de las emisiones de N₂O (3%) y CH₄ (0.5%) sobre una base equivalente de dióxido de carbono.

Inventario y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

Con base en la información disponible, se calcularon las emisiones sobre la base del consumo de combustible. Según las *Directrices de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC)*, las emisiones se expresan en términos de la masa de gases de efecto invernadero por unidad de energía consumida. Dado que este método se usa para calcular las emisiones en términos de consumo de energía (Ej. julios), los datos sobre la venta de combustible fósiles se convirtieron de unidades de volumen a unidades de energía según el contenido de energía de cada combustible. Las emisiones se calcularon como sigue:

$$\text{Emisión} = \sum [\text{Combustible}_a \times \text{FE}_a \times \text{PCG}]$$

Donde:

Emisión = emisiones de gases de efecto invernadero por especie en kilogramos (kg) de dióxido de carbono equivalente (CO₂e)

Combustible_a = combustible vendido en Terajoules (TJ)

FE_a = factor de emisión (kg/TJ). Esto es igual al contenido del carbono del combustible multiplicado por el índice del peso atómico entre el dióxido de carbono y el carbono (44/12)⁵²

a = tipo de combustible (Ej. gasolina, diesel, gas natural, gas LP, etc.)

PCG = potencial de calentamiento global (extraído del Segundo Reporte de Evaluación del IPCC o SAR)

⁵² Los factores de emisiones para fuentes móviles de combustión se indican en el Capítulo 3, Volumen 2 del IPCC de 2006 Directrices para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

La información sobre consumo de combustible para cada año se obtuvo de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y de la Secretaría de Energía (SENER) de Coahuila.² Debido a la limitada información sobre el consumo de diesel en el sector de ferrocarril, se aplicaron los datos nacionales a Coahuila basados en la proporción de longitud de vías férreas en Coahuila. No se asignó diesel para embarcaciones marítimas debido a que es un estado que no tiene acceso al mar sin puertos ni principales vías navegables. A continuación se mencionan detalles adicionales sobre los métodos utilizados para calcular las emisiones por sector.

Cuadro C-1. Factores de Actividad por Modalidad de Transporte

Sector Fuente de GEI	Datos de Actividad	Fuente de Datos
Autotransporte – Gasolina	Estado de Coahuila: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Autotransporte – Diesel	Estado de Coahuila: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Autotransporte – GLP	Estado de Coahuila: consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de gas LP 2007 - 2016
Autotransporte – Gas Natural	Estado de Coahuila: consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de Gas Natural 2007 - 2016
Aviación	Estado de Coahuila: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía de Coahuila: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Ferrocarril	Consumo nacional de combustible para trenes, 1990-2002	Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002
	Consumo nacional de combustible para trenes, 2003-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva de Petrolíferos 2008 – 2017
	Longitud de vías férreas existentes para México y Coahuila	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Longitud de Vías Férreas Existentes Por Entidad Federativa Según Tipo de Vía ⁵³

⁵³ Secretaría de Comunicaciones y Transportes: “Longitud De La Red Carretera Y Ferroviaria Por Mesoregión Y Entidad Federativa” Disponible en: http://Dgp.Sct.Gob.Mx/Fileadmin/User_Upload/Estadistica/Indicadores/Infra-Comytrans/IO5.Pdf y “Distribución Porcentual De La Infraestructura De Transportes Y Comunicaciones Por Entidad Federativa Según Modo De Transporte Y Servicio De Comunicaciones”. Disponible en: http://dgp.sct.gob.mx/fileadmin/user_upload/Estadistica/Indicadores/Infra-ComyTrans/IO4.pdf

Las proyecciones de las emisiones de gases de efecto invernadero se calcularon sobre la base de las proyecciones de consumo de combustible para el periodo de 2007-2017 del *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* y *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2008-2017* de la SENER. Las tendencias de crecimiento para la última parte del periodo de proyección (2011-2017) se supone que continuará hasta el 2025. Las tasas de crecimiento medio anual de la proyección se indican en el Cuadro C-2. Debido a una falta de datos de proyección específica para Coahuila, las proyecciones nacionales se utilizaron para gasolina y diesel. Las proyecciones para GLP y para combustible para aviones son específicas para la Región Noreste de México.

Cuadro C-2. Índices de Crecimiento Compuesto Anual

Fuente	2007-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Autotransporte – Gasolina	2.6%	2.8%	1.9%	1.7%
Transporte carretero-Diesel	1.8%	3.4%	2.5%	2.2%
Autotransporte – GLP	-25.5%	-1.4%	0.0%	0.0%
Autotransporte – Gas Natural	14.5%	14.9%	8.6%	6.2%
Aviación	-12.8%	3.0%	2.8%	2.5%
Ferrocarril	2.0%	2.3%	1.3%	1.4%

Transporte Carretero

El consumo anual de gasolina y diesel en Coahuila para 1990-2007 se obtuvo de la SENER. Para el diesel en transporte carretero, las estimaciones del diesel marino y del diesel para trenes (estimaciones mencionadas abajo) se restaron de los valores totales del diesel para transporte por cada año. El consumo de GLP en el transporte no estuvo disponible para Coahuila; por lo tanto, el consumo se estimó con base en los datos de *Prospectiva del Mercado de Gas LP 2007-2016* y *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016* de la SENER. La proporción del consumo de GLP en el transporte al consumo total de GLP para la región noreste de México fue aplicada al consumo total de GLP en Coahuila. El mismo método se utilizó para calcular el consumo de gas natural para transporte en Coahuila.

Para convertir el consumo de gasolina en autotransporte a emisiones de GEI, se combinaron el factor de emisión por defecto del bióxido de carbono del 2006 IPCC con los factores de emisión del metano y óxido nitroso del INEGEI, los cuales se determinaron en base del padrón vehicular nacional. Los valores de los factores de emisión del INEGEI varían cada año a medida que el perfil de vehículos (tecnología y edad) cambia con el paso del tiempo. Estos factores de emisión existen de 1990 hasta 2002 y por tanto, se asumió que los valores se quedaban idénticos de 2002 a 2025. Vale notar que el factor de emisión para el bióxido de carbón no varía con el uso de catalizadores. El Cuadro C-3 resume el juego de factores de emisión en el segmento autotransporte.



Cuadro C-3. Factores de Emisión para el Consumo de Gasolina en Autotransporte

Factores de Emisión del INEGI (CH ₄ , N ₂ O) y del IPCC 2006 (CO ₂) (kg/TJ)			
Año	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
1990	69,300	46.8	1.5
1991	69,300	46.8	1.5
1992	69,300	46.8	1.5
1993	69,300	45.39	1.767
1994	69,300	43.895	2.05
1995	69,300	43.242	2.174
1996	69,300	42.205	2.371
1997	69,300	40.685	2.659
1998	69,300	38.681	3.039
1999	69,300	36.719	3.41
2000	69,300	34.215	3.885
2001	69,300	31.74	4.354
2002	69,300	29.686	4.743

Embarcaciones Marítimas

Se asumió como cero para el consumo de diesel marino para Coahuila ya que el estado no cuenta con acceso al mar y no tiene puertos marítimos.

Aviación

El consumo de turbosina en Coahuila para los años 1990-2007 se obtuvo de la SENER. El consumo de gas avión en Coahuila no estuvo disponible; sin embargo, el gas avión solo representa cerca del 1% de total de combustible para la aviación en México.⁵⁴ Por lo tanto, las emisiones de este combustible se consideraron como carentes de importancia.

Ferrocarriles

El consumo de diesel para ferrocarriles no estuvo disponible para Coahuila; por lo tanto, el consumo para este combustible se estimó adjudicando los usos nacionales a nivel estatal. El consumo nacional para combustible ferroviario para el periodo de 1990-2002 se tomó del inventario nacional de GEI. Los valores de consumo se incrementaron de 2002 a 2007 utilizando los valores consumo diario de diesel para ferrocarril de la *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* de la SENER. El consumo nacional fue adjudicado a Coahuila utilizando la proporción de líneas ferroviarias en Coahuila. La actividad actual, como las miles de toneladas de carga ferroviaria proveería información más precisa; sin embargo, estos datos no están disponibles.

⁵⁴ Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002.

Resultados

Durante los años del inventario (1990 a 2005), las emisiones totales generadas por el sector transporte incrementó un 46% alcanzando los 2.7 MTmCO₂e en el 2005. En 1990, las fuentes más grandes de emisiones de gases de efecto invernadero fueron las actividades relacionadas con la combustión de gasolina y diesel en carretera representando el 87% del total de las emisiones de GEI en el sector transporte en 1990. La fuente de mayor crecimiento a través del tiempo fue el GLP en Autotransporte con un crecimiento promedio anual de 26% de 1990 a 2005, seguido por la gasolina en Autotransporte (3%).

En el 2025, las emisiones totales del transporte se espera que sean del orden del 4.7 MTmCO₂e representando un incremento del 156% en 1990. Las emisiones del Autotransporte se espera que representen el 93% del total de las emisiones de transporte para el 2025. Las emisiones por parte del sector de la aviación cayeron a cero en el 2002 y se estima que representen un 0% en el 2025, un 3% por debajo en 1990. Las emisiones por parte del sector ferrocarril se espera que representen un 6% del total de las emisiones del sector transporte en el 2025, un 10% por debajo en 1990.

Las emisiones generadas por las aeronaves se estimaron en cero después de 1995 ya que de acuerdo a los datos del SIE, las ventas de turbosina fueron descontinuadas en Coahuila en 1996. Todavía existe un aeropuerto en operación en Saltillo, sin embargo, los aviones no recargan combustible ahí. Idealmente, las emisiones de las aeronaves estarían basadas en el número de vuelos que entran y salen del aeropuerto de Saltillo, no obstante, este método requiere de estadísticas de vuelo por tipo de aeronave las cuales no están actualmente disponibles.

En el Cuadro C-4 y en la Figura C-1 se presenta el resumen de la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente. La distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente se presenta en el Cuadro C-5. Finalmente, en el Cuadro C-6 se incluyen los índices de crecimiento de las emisiones en ciertos intervalos seleccionados.

Cuadro C-4. Emisiones de GEI del Sector Transporte (MTmCO₂e)

Fuentes	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Autotransporte – Gasolina	1.12	1.29	1.39	1.68	2.12	2.44	2.68	2.92
Autotransporte – Diesel	0.46	0.67	0.63	0.65	0.94	1.11	1.25	1.40
Autotransporte - GLP	0.01	0.03	0.19	0.15	0.06	0.05	0.05	0.05
Autotransporte – Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02
Aviación	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ferrocarril	0.18	0.16	0.16	0.16	0.21	0.24	0.25	0.27
Total	1.82	2.15	2.36	2.65	3.34	3.85	4.25	4.66

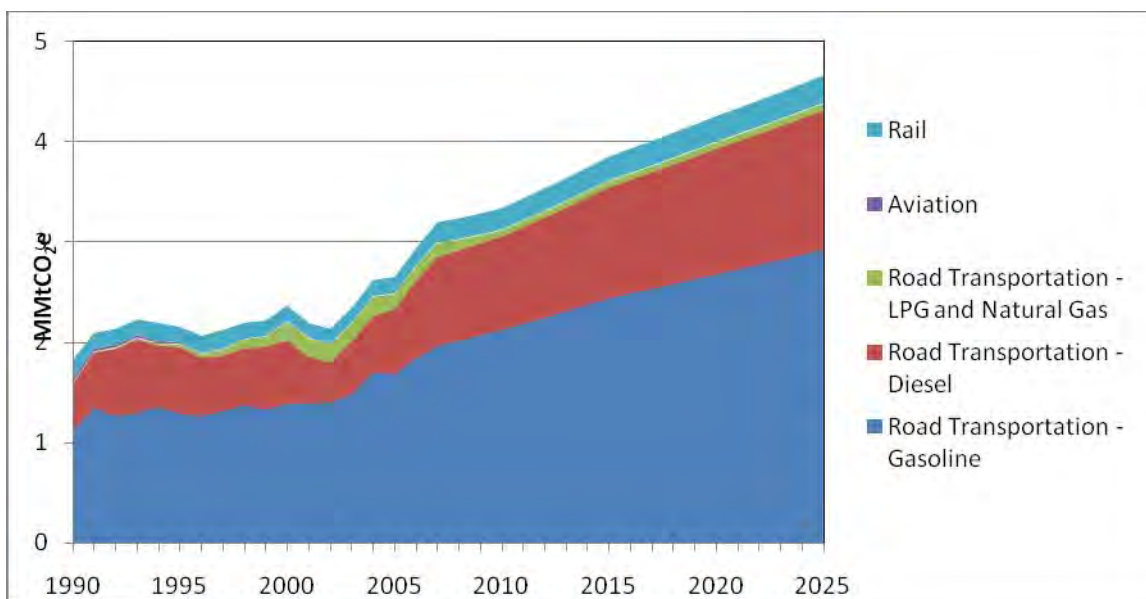
Cuadro C-5. Distribución de las Emisiones de GEI en el Sector de Transporte

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Autotransporte – Gasolina	61.3%	59.8%	58.8%	63.5%	63.7%	63.4%	63.0%	62.7%
Autotransporte - Diesel	25.4%	31.2%	26.8%	24.5%	28.1%	28.8%	29.5%	30.0%
Autotransporte - GLP	0.3%	1.3%	7.8%	5.8%	1.7%	1.4%	1.3%	1.2%
Autotransporte – Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.3%
Aviación	2.9%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ferrocarril	10.1%	7.2%	6.6%	6.2%	6.4%	6.2%	6.0%	5.9%

Cuadro C-6. Porcentaje de Cambio en las Emisiones de GEI para Intervalos Seleccionados

Fuente	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Autotransporte – Gasolina	51%	74%	162%
Autotransporte - Diesel	40%	115%	202%
Autotransporte - GLP	2942%	-65%	964%
Autotransporte – Gas Natural	NA	NA	NA
Aviación	-100%	NA	-100%
Ferrocarril	-11%	67%	48%
Total	46%	76%	156%

Figura C-1. Emisiones Brutas de GEI provenientes del Transporte por Combustible, 1990-2025



Incertidumbres Principales y Necesidades Futuras de Investigación

Según las Directrices del IPCC de 2006, el consumo de combustible energético es la forma preferida de los datos de actividad.⁵⁵ Los consumos de combustible para ferrocarril no estuvieron disponibles y tuvieron que ser estimados con base en el consumo nacional. Las emisiones nacionales fueron asignadas a Coahuila con base en la proporción del total de vías férreas al total nacional. Las estimaciones más precisas se generarían usando los cálculos de la actual actividad ferroviaria (Ej. Toneladas-kilómetros y/o pasajeros-kilómetros). Con base en las actuales estimaciones, la contribución del sector ferroviario es muy pequeña.

Las estimaciones de óxido nitroso y metano están basadas en el consumo de combustible y en el tipo de equipo de control instalado en un vehículo.

Las estadísticas sobre el consumo de combustible para aviones tiene una cantidad importante de incertidumbre debido a que estos datos están actualmente basados en las ventas de combustible y por aeronave, el combustible no es necesariamente consumido en el estado o en el país en el cual es comprado. Un método más preciso para estimar las emisiones generadas por las aeronaves estaría basado en las estadísticas de vuelo por tipo de aeronave los cuales no están disponibles.

Como se estableció anteriormente, las proyecciones nacionales se usaron para gasolina y diesel y las proyecciones para la Región Noreste de México se usaron para gas LP y turbosina. Las proyecciones específicas para Coahuila serían preferidas ya que el consumo de combustible en Coahuila podría crecer a una proporción diferente que en el resto de México. Significativamente,

⁵⁵ Sección 3.2.1.3, Capítulo 3, Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006, Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>.

las proyecciones de consumo de combustible en carretera no consideran cambios que son probables que ocurran en el futuro para mejorar la economía de combustible de los vehículos en carretera. Los estándares de la Economía de Combustible Corporativa Promedio (CAFÉ, por sus siglas en ingles) de los EE.UU. fueron revisados a través del Acta de Seguridad e Independencia Energética (EISA, por sus siglas en ingles) de 2007 y más adelante, las mejoras a la economía de combustible se lograrían en los EE.UU. a través de la adopción nacional de los estándares de emisiones vehiculares de California hasta los modelos del año 2016. Es muy probable que la mayoría de los vehículos de EE.UU. disponibles para compra en México sean diseñados para cumplir con los estándares de los EE.UU. Aun con las mejoras a la economía de combustible, el sector de los vehículos en carretera es uno donde las políticas podrían resultar decretadas en Coahuila o a lo largo de todo México y en el futuro podría dar como resultado reducciones importantes en las emisiones de GEI.

Apéndice D. Procesos Industriales y Uso de Productos

Descripción General

Las emisiones generadas por el sector de procesos industriales comprenden una amplia gama de actividades y refleja las fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que no proceden de la combustión. Las emisiones derivadas de la combustión por parte del sector industrial están comprendidas en el sector Quema de Combustible Residencial, Comercial e Industrial. Los procesos industriales que existen en Coahuila y cuyas emisiones se calculan en este inventario son los siguientes:

Emisiones de Dióxido de Carbono:

- Emisiones sin combustión de la producción de cemento [*Categoría IPCC: Producción de Cemento*]⁵⁶;
- Uso de piedra caliza y dolomita [*Categoría IPCC: Otros Procesos con Usos de Carbonatos*], los cuales incluyen todos los usos que emiten CO₂, excepto cemento, cal y fabricación de vidrio^{57,58}
- Emisiones sin combustión de la producción de hierro y acero [*Categoría IPCC: Producción de Hierro y Acero*]⁵⁹

Sustancias agotadoras de la capa de ozono (SACO):

- Estos son principalmente los hidrofluorocarbonos (HFCs) usados en aplicaciones de refrigeración y aire acondicionado [*Categoría IPCC: Refrigeración y Aire Acondicionado*]⁶⁰

Otros procesos industriales que son fuentes de emisiones de GEI sin combustión pero no fueron identificados en Coahuila, incluyen lo siguiente:

Emisiones de dióxido de carbono procedentes de:

- Producción de cal
- Producción y consumo de carbonato sódico
- Producción de amoníaco y urea

Emisiones de metano procedentes de:

- Producción del aluminio
- Producción petroquímica y del negro de humo

Emisiones de óxido nítrico procedentes de:

- Producción de ácido nítrico
- Producción de ácido adípico⁶¹

⁵⁶ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 2, Sección 2.2.

⁵⁷ Uno de los usos principales de la piedra caliza y de la dolomita incluye la reparación del suelo agrícola (para neutralizar los suelos ácidos). El Apéndice de agricultura actualmente no contempla el consumo de piedra caliza ni de dolomita; sin embargo, si el consumo puede ser determinado en trabajos futuros, entonces el análisis debería de realizarse para reducir el potencial para doble conteo.

⁵⁸ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 2, Sección 2.5.

⁵⁹ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 4, Sección 4.2.

⁶⁰ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 7, Sección 7.5.



Emisiones de HFC, PFC y SF₆ procedentes de:

- Fabricación de semiconductores
- Producción de magnesio
- Sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica
- Producción de hidrofluorocarbonos-22 (HCFC-22)
- Producción de aluminio⁶²

Evaluación del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC)

RETC significa Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC). El registro recaba información de transferencia de contaminantes a varios medios (aire, agua o suelo) durante los procesos de producción de establecimientos industriales o actividades llevadas a cabo por los establecimientos de servicios (Ej. tintorerías, baños, hoteles, etc.). El RETC almacena información a partir del 2004 y contempla 104 sustancias reguladas federalmente, incluyendo tres GEIs: dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O) y metano (CH₄).⁶³ La información reportada al RETC no ha sido utilizada directamente para la generación de este inventario. Más bien, dicha información ha sido utilizada para identificar las fuentes industriales de GEI dentro de cada estado.

El uso de RETC en este inventario estuvo limitado debido a varios motivos. Primero, el RETC proporciona información que combina fuentes de emisiones energéticas y no energéticas. El enfoque del sector de Procesos Industriales es fuente de emisiones no energéticas. El IPCC define como emisiones energéticas a aquellas que se derivan de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato que está diseñado para proporcionar calor o para ser usados lejos del aparato.⁶⁴ Las emisiones energéticas están relacionadas con la combustión de combustibles fósiles en hornos de cocina, calderas, hornos, y motores; las emisiones energéticas están registradas como parte del Suministro Eléctrico, Transporte, Industrias de Combustibles Fósiles y Uso de Combustible Residencial, Comercial, Industrial. La distinción entre fuentes de emisiones energéticas y no energéticas es significativa y es mejor ejemplificada en el caso de la plantas de cemento donde las emisiones no energéticas (CO₂) resultan de la calcinación de minerales crudos para producir escoria, mientras que las emisiones energéticas están relacionadas con la combustión de combustibles fósiles en hornos de cemento. Segundo, el RETC sólo proporciona datos por un número limitado de años, particularmente 2004 y 2005. Una serie de dos años no es suficiente para identificar tendencias de emisiones de datos de actividad histórica. Finalmente, el RETC es un programa joven que experimenta enorme crecimiento. En 2004, el número de participantes a nivel nacional sumó 1,715 y aumentó a 2,452 en 2005. La gran diferencia en la participación del programa indica que hay cuestiones de inconsistencia entre años.

⁶¹ No hay producción de ácido adíptico en México de acuerdo al Instituto Nacional de Ecología. 2008. *Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2002*.

⁶² Idem. El Aluminio solo se produce en el estado de Veracruz. .

⁶³ Esta evaluación de RETC se basa en los datos recuperados antes de 1 de junio de 2009, del sitio <http://appl.semarnat.gob.mx/retc/tema/faq.html>

⁶⁴ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 1, p.1.8



A pesar de estas limitaciones, el RETC fue un instrumento valioso para identificar las emisiones de GEI procedentes de las fuentes industriales. Además, el RETC tiene el potencial para generar informes para emisiones energéticas y no energéticas ya que el registro funciona con información de las Cédulas de Operación Anual estatal y federal (permisos ambientales) detallando la cantidad y la naturaleza de las fuentes de emisión. El Cuadro D-1 lista los negocios que reportaron emisiones de GEI al RETC. Como se mencionó anteriormente, los valores reflejan tanto las emisiones energéticas como las no energéticas.

Cuadro D-1. Resultados de las Emisiones de GEI del RETC (Ton Métricas CO₂e)

SECTOR/COMPANIA	Contaminante	2004	2005
AUTOMOTRIZ			
BENDIX CVS DE MEXICO S.A. DE C.V. PLANTA II	CO ₂		651
CUBIERTAS DE ASIENTOS DE SABINAS S.A. DE C.V.	CO ₂		0.1
GRUPO ELECTROMECHANICO DE COAHUILA S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂	188	
HENDRICKSON SPRING MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂	895	
RASSINI S.A. DE C.V.	CO ₂	1,044	
ALCOHOL Y TABACO			
CERVECERÍA MODELO DE TORREÓN S.A. DE C.V.	CO ₂	23,415	
CEMENTO Y CAL			
CALERAS DE LA LAGUNA S.A. DE C.V.	CO ₂	95,435	
CEMEX MEXICO S.A. DE C.V. PLANTA TORREÓN	CO ₂	822,914	
ELECTRONICOS			
GE ELECTRICAL DISTRIBUTION EQUIPMENT	CO ₂	622	
GENERACION ELECTRICA			
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD CENTRAL TURBOGAS ESPERANZAS	CO ₂	330	
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD CENTRAL TURBOGAS MONCLOVA	CO ₂	1,076	
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. C.TG. LAGUNA CHAVEZ FCO. I. MADERO	CO ₂	16,702	
METALURGICA (INCLUYE ACERO)			
ACEROS FUNDIDOS INTERNACIONALES S DE RL DE CV	CO ₂	2	
ALEACIONES Y METALES INDUSTRIALES DE SALTILLO S.A. DE C.V.	CO ₂	4,762	5,246
ALEAZIN S.A DE C.V	CO ₂	2,426	3,317
MET MEX PEÑOLES S.A DE C.V. REFINERIA DE PLOMO PLATA	CO ₂	16,722	
PETROLEO Y PETROQUIMICA			
PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA SECTOR TORREÓN	CH ₄	3,885	
QUIMICA			
EXPLOSIVOS MEXICANOS S.A. DE C.V.	CO ₂	928	
FERTIREY S.A. DE C.V.	CO ₂	2,347	
MAGNELEC S.A. DE C.V.	CO ₂	1,879	
QUIMICA DEL REY S.A. DE C.V.	CO ₂	420,029	
TEXTILES			
ENSAMBLES DE COAHUILA S.A. DE C.V.	CO ₂	510	
TOTAL		1,484,221	9,215

Emisiones Históricas y Proyecciones de Casos de Referencia

Las emisiones de gases de efecto invernadero fueron estimadas usando las Directrices de 2006 del IPCC.⁶⁵ El Cuadro D-2 identifica la información para cada categoría de la fuente de

⁶⁵ Directrices de 2006 del IPCC, Volumen 3.

emisiones necesaria para calcular las emisiones, las fuentes de datos usadas para los análisis descritos aquí y los años históricos para los cuales las emisiones fueron calculadas basadas en la disponibilidad de datos.

Cuadro D-2 Enfoque para Calcular las Emisiones del Inventario

Categoría de la Fuente	Periodo para el cual la Información está Disponible	Información Requerida	Fuente de Datos
Producción de Cemento	2000-2008	Tm de cemento y su composición de clinker	La producción de nacional de cemento y el inventario de plantas productoras por estado se obtuvo de las estadísticas de la Cámara Nacional de Cemento. http://www.canacem.org.mx/la_industria_del_cemento.htm El contenido de clinker se derivó de las estadísticas nacionales de producción de cemento por tipo de producto. Fuente: INEGI. Encuesta Industrial Mensual (EIM).
Producción de cal	1997-2008	Tm de cal producida por tipo de cal	Comunicación entre las plantas de cal y la SEMAC.
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	1994-2007	Tm de piedra caliza y dolomita consumida	Se asumió que el consumo fuera igual a la extracción de piedra caliza menos la utilización de la caliza para la producción del cemento y de la cal. Fuente: Servicio Geológico Mexicano. 2008. <i>Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada, 2007</i> . Estadísticas por Producto para Metales Metálicos y no Metales, Capítulo IV.
Producción de Hierro y Acero	1990-2007	Tm de acero crudo producida por el método de producción	1990-2007 Hierro: INEGI. Banco de Información Económica. 1993-1998 Acero: Comisión para la Cooperación Ambiental. <i>Inventario Preliminar de Emisiones Atmosféricas de Mercurio en México</i> . 2001. 2002-2008 Acero: Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (CANACERO). Subgerencia de Análisis Estadístico e Información. 2009.
Sustitutos de SACO	1980-2007	Número de vehículos en circulación	Instituto Nacional de Estadísticas y Geografía. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación. http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx

La producción de cemento para 2000-2008 fue calculada con base en la producción nacional y en el número de plantas productoras de cemento en el estado. Los datos de la producción nacional no estuvieron disponibles para 1990-1999. Para estos años, la producción fue estimada en base a la población estatal y la estimación del consumo per cápita nacional de cemento para 2000 se obtuvo de la Cámara Nacional de Cemento. Los estimados del periodo 1990-1999 en base de consumo fueron ajustados por un factor de 2.25 para que el nivel de producción empalme con los datos de producción disponibles para 2000-2008, ya que las emisiones por proceso de las cementeras se deben a su producción y no su consumo. En cuanto a la metodología, las guías 2006 IPCC requieren que se determine la fracción de cemento que es clinker de acuerdo al tipo de cemento. En base de las estadísticas nacionales cubriendo el periodo 1994-2008, se determinó la fracción de clinker ponderado de los varios tipos de cemento y este se aplicó a la producción estatal de cemento. Para los años 1990-1993, se asumió el mismo contenido de clinker que la del

año 1994, El Cuadro D-7 resume el análisis para la fracción de clinker ponderado. Finalmente, El valor de clinker se multiplicó por el factor de emisión por defecto del 2006 IPCC de 0.52 toneladas de CO₂ por tonelada de clinker para obtener los valores de emisiones.

La producción de la cal se obtuvo directamente de las plantas Rebas y Caleras de la Laguna. Combinando los juegos de datos, se obtuvo una serie temporal virtualmente completa para el periodo 1997 al 2008. Para el periodo 1990-1996 se asumió el mismo nivel de producción que la del año 2007 porque la serie temporal disponible no sugería mayor variedad en los niveles de producción. El Cuadro D-3 muestra los valores agregados de producción clasificados tipo de cal. Para la producción de la cal dolomita se aplicó un factor de emisión de 0.87 toneladas de CO₂ por tonelada de producción; para la producción de la cal viva o con una fuerte proporción de calcio se aplicó un factor de 0.75 toneladas de CO₂ por tonelada de producción. Estos factores fueron tomados del 2006 IPCC.

Cuadro D-3. Producción de la Cal en Coahuila

Año	Cal dolomita	Cal con fuerte proporción de calcio
1997	138,802	446,152
1998	138,802	446,352
1999	138,802	435,872
2000	138,802	476,475
2001	138,802	433,342
2002	154,264	470,625
2003	161,894	425,846
2004	170,728	506,929
2005	187,694	521,063
2006	206,848	597,422
2007	191,433	582,506
2008	177,324	571,474

El consumo de piedra caliza y dolomita incluye todos los usos excepto la producción de cemento y de la cal. Siguiendo estrictamente la metodología del IPCC, la piedra caliza y la dolomita usada en la fabricación del vidrio y de la cerámica también sería restada y reportada por separado. Sin embargo, debido a una falta de información a nivel estatal para el consumo de piedra caliza y dolomita por segmento de la industria, el consumo en estos procesos está incluido bajo esta categoría de consumo de piedra caliza y dolomita. Los datos del consumo de piedra caliza y dolomita no estuvieron disponibles; por lo tanto, se supuso que el consumo igualara la producción en el estado de estos minerales menos la piedra caliza usada para la fabricación de cemento y de la cal (para evitar doble conteo).⁶⁶

⁶⁶ Valores por defecto se utilizaron para calcular el consumo de piedra caliza en la producción de cemento. Se asume que el cemento contiene 75% de escoria, se asume que la escoria es 65% cal y 100% de la cal se supone que proviene de la piedra caliza.

Los datos de producción de piedra caliza y dolomita sólo estuvieron disponibles para 2003-2007. Se asumió que la producción de piedra caliza y dolomita se estimó suponiendo la misma tendencia encontrada en los valores de producción de piedra caliza y dolomita del Inventario Nacional de GEI. La producción de piedra caliza en 2007 fue significativamente más bajo que en los cuatro años anteriores, dando como resultado valores de proyección más bajos que la producción de 2006. Por lo tanto, el consumo se supuso que fuera igual a los valores de producción promedios para 2003-2006. Para la cal dolomita se aplicó un factor de emisión 2006 IPCC de 0.48 toneladas de CO₂ por tonelada de cal. Para la caliza se aplicó un factor de emisión 2006 IPCC de 0.44 toneladas de CO₂ por tonelada de caliza utilizada.

Altos Hornos de México, S.A. (AHMSA) es el único fabricante de acero en Coahuila. Los datos de producción de acero para 1993-1998 se obtuvieron de la Comisión para Cooperación Ambiental.⁶⁷ Los datos de producción de acero adicionales para 2002 hasta 2008 proceden de la estadística de la industria mantenida por Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (CANACERO).⁶⁸ La producción de acero para 1999-2001 fue interpolada linealmente usando los datos descritos arriba y los valores para 1990-1992 fueron fijados igual al valor de 1993. En su informe voluntario de GEI 2007, AHMSA indica que la producción de acero se da en Hornos de Oxígeno Básico (BOF).⁶⁹ Se siguió la metodología del IPCC de 2006 para convertir los valores de producción en emisiones tomando en consideración el tipo de tecnología en sitio en AHMSA.⁷⁰

Una porción más pequeña de emisiones no energéticas en la industria siderúrgica está relacionada con la producción de pellets de hierro. Históricamente, las emisiones procedentes de la producción de pellets representan menos del 1.5 % de las emisiones totales de la industria de hierro y acero. El Banco de Información Económica proporcionó los datos sobre la producción de pellets de 1990-2007 en Coahuila y un factor de emisión del IPCC de 2006 fue aplicado a los datos de la actividad.⁷¹

Los métodos del IPCC no fueron usados para calcular los HFC'S de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados usando un enfoque desarrollado para el inventario de GEI de 2005 para el estado de Baja California.⁷² Este enfoque consiste en basar las emisiones en el número de vehículos operados durante cada año en el estado⁷³ y en el supuesto de que todos los vehículos están equipados con unidades de aire acondicionado. Este enfoque se desvía de la metodología perfilada en la Sección 7.5.2, Capítulo 7, Volumen 3 de las Directrices

⁶⁷ Ver Cuadro 4.7. Comisión para la Cooperación Ambiental. *Inventario Preliminar de Emisiones Atmosféricas de Mercurio en México*. 2001.

⁶⁸ Indicadores de la Industria Siderúrgica Mexicana. Disponible en:
http://www.canacero.org.mx/Archivos/Prensa/DocInformativos/Indicadores_2002-2008.pdf

⁶⁹ AHMSA. *Reporte de Gases de Efecto Invernadero*. 2007. (p. 5) Adquirida de:
<http://www.geimexico.org/reportes.html>

⁷⁰ 2006 IPCC, Volumen 3, Capítulo 4, Sección 4.2.2.3.

⁷¹ 0.03 TM de CO₂/TM de pellets de hierro, Volumen 3 de las Directrices del IPCC 2006. Banco de Información Económica: <http://dgcnesyp.inegi.org.mx/bdiesi/bdie.html>

⁷² *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005: Versión Final* Secretaría de Protección al Ambiente del gobierno del estado Baja California, Centro Mario Molina, Diciembre, 2007, pp. 26-27.

⁷³ Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Estadísticas Activas del Registro de Vehículos de Motor.



de 2006 del IPCC, Directrices para los Inventarios nacionales de Gases de Efecto Invernadero;⁷⁴ sin embargo, se adoptó en ausencia de mejores datos de actividad (Ej. información de ventas de HFCs para la metodología del IPCC). El número de unidades de aire acondicionado móviles fue convertido a emisiones usando un factor de emisión de 166 kg CO₂e por vehículo publicado por el IPCC en un informe técnico especial.⁷⁵

Asimismo, las emisiones de sustitutos de SACO provenientes de la refrigeración y el aire acondicionado estacionario se calcularon usando el enfoque adoptado por el inventario de GEI de 2005 para Baja California, el cual consiste en basar las emisiones en el número y tamaño de los hogares conectados a la red de suministro eléctrico. Para el cálculo se supuso que todas las viviendas con electricidad tienen un refrigerador y una unidad estacionaria de aire acondicionado. Se supuso también que las viviendas de dos o más recámaras cuentan con dos unidades de aire acondicionado. Este enfoque difiere de la metodología descrita en la Sección 7.5.2, Capítulo 7, Volumen 3 de las Directrices de 2006 del IPCC⁷⁶; sin embargo, se adoptó por carecerse de mejores datos de actividad (Ej. información sobre la venta de HCFCs). En este modelo se supone que el 10% de todas las unidades tienen fugas, y el 15% del refrigerante que descargan se compone de HCFC-22, siendo éste un hidroclorofluorocarbono que está sujeto a las disposiciones del Protocolo de Montreal y está exento de las consideraciones para los inventarios de GEI⁷⁷. Las emisiones asociadas con el HCFC-22 se incluyeron en este inventario para información del lector (ver Cuadro D-7); no obstante, no se incorporarán en el resumen de las emisiones de GEI estatales.

El Cuadro D-4 lista los datos y métodos que fueron usados para estimar los niveles de actividad futura relacionados con las emisiones de los procesos industriales y las tasa de crecimiento anual compuesto calculadas de los datos/métodos para las proyecciones de casos de referencia. Las fuentes de datos de proyección económica no fueron identificadas; por lo tanto, las proyecciones estuvieron basadas en datos históricos. Los datos históricos para producción de hierro (toneladas), producción de productos minerales (horas hombre) y volumen total de producción fueron obtenidos del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG).⁷⁸

⁷⁴ El método del IPCC está basado en ventas de químicos por aplicación.

⁷⁵ IPCC/TEAP, Bert Metz, Lambert Kuijpers, Susan Solomon, Stephen O. Andersen, Ogunlade Davidson, José Pons, David de Jager, Tahl Kestin, Martin Manning y Leo Meyer (Eds). *Safeguarding the Ozone Layer and the Global Climate System: Issues related to hydrofluorocarbons and perfluorocarbons*. Cambridge University Press: Cambridge, England. 2005 (p. 306) http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/sroc_full.pdf.

⁷⁶ Consultado en mayo de 2008 en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

⁷⁷ Según el *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005*, los refrigeradores operan con HCFC-22 (ver página 26).

⁷⁸ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG), <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx?s=est&c=125&e=08>.



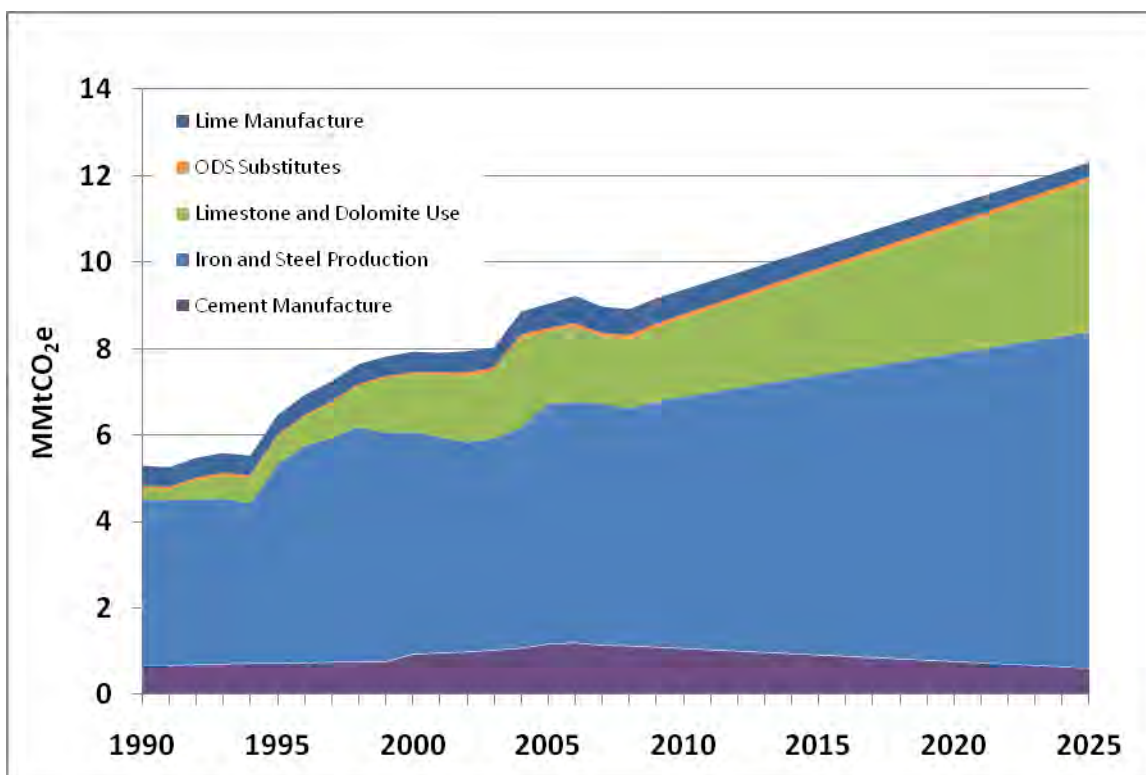
Cuadro D-4. Enfoque para Estimar las Proyecciones para 2005 al 2025

Categoría de la Fuente	Supuestos de Proyección	Índices de Crecimiento Promedio Anual
		2008 -2025
Producción de Cemento	Basado en las horas hombre para la producción de productos minerales para el periodo 2003-2007 de la SNIEG	-3.5%
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	Basado en los volúmenes físicos de producción para el periodo 2003-2007 de la SNIEG	4.6%
Producción de Hierro y Acero	Basado en la producción de hierro (toneladas) para el periodo 003-2008 de la SNIEG	2.1%
Sustitutos de SACO	Basado en el padrón vehicular 2003-2007 del INEGI	1.6%

Resultados

Las emisiones de GEI han sido resumidas en la Figura D-1 y en el Cuadro D-5. La distribución de las emisiones en el sector de procesos industriales se muestra para los años seleccionados en el Cuadro D-6. En 2005, se estimó que las emisiones de GEI de los procesos industriales sin combustión fueron aproximadamente 9.5 MTmCO₂e. La fuente más grande de emisiones es la producción de hierro y de acero, seguida del uso de dolomita y piedra caliza. Las emisiones de la proyección de procesos industriales y uso de productos están proyectadas para alcanzar los 14 MTmCO₂e para el 2025, de los cuales el 55 % será de la producción de hierro y de acero y el otro 40 % del uso de dolomita y piedra caliza.

Figura D-1. Emisiones de GEI procedentes de Procesos Industriales 1990-2025



Cuadro D-5. Emisiones de GEI Históricas y Proyectadas para Procesos Industriales (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de Cemento	0.68	0.72	0.93	1.17	1.06	0.91	0.76	0.61
Producción de la Cal	0.46	0.46	0.48	0.55	0.56	0.48	0.40	0.32
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.30	0.65	1.34	1.66	1.82	2.37	2.92	3.46
Producción de Hierro y Acero	3.82	4.59	5.14	5.56	5.82	6.47	7.13	7.78
Sustitutos de SACO	0.06	0.05	0.06	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14
Grand Total	5.31	6.47	7.94	9.05	9.38	10.4	11.3	12.3

Cuadro D-6. Distribución de Emisiones de GEI para Procesos Industriales (Por ciento)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de Cemento	13%	11%	12%	13%	11%	9%	7%	5%
Producción de la Cal	9%	7%	6%	6%	6%	5%	4%	3%
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	6%	10%	17%	18%	19%	23%	26%	28%
Producción de Hierro y Acero	72%	71%	65%	61%	62%	63%	63%	63%

Sustitutos de SACO	1.1%	0.8%	0.7%	1.1%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
--------------------	------	------	------	------	------	------	------	------

Cuadro D-7. Emisiones de HCFC por Refrigeración y Aire Acondicionado

Año	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Refrigeración (kg HCFC-22)	862	949	1,004	1,090	1,145	1,197	1,250
Aire Acondicionado (kg HCFC-22)	21,171	23,333	24,668	26,784	28,150	29,410	30,727
Emisiones Totales (MTmCO ₂ e)	0.037	0.041	0.044	0.047	0.050	0.052	0.054

Cuadro D-8. Contenido Ponderado de Clinker en la Producción Nacional de Cemento

Año	Volumen de producción nacional por tipo de cemento en toneladas					Contenido ponderado de clinker
	Portland Gris (96% clinker)	Blanco (28.8% clinker)	Mortero (64% clinker)	Otro (64.4% clinker)	Clinker (100% clinker)	
1994	30,243,326	516,684	720,232	113,625	220,619	94.1%
1995	24,033,981	441,975	645,663	173,169	793,455	94.0%
1996	26,440,746	466,440	1,140,024	127,125	1,447,276	93.8%
1997	27,679,233	530,803	1,316,355	158,327	1,073,967	93.4%
1998	28,608,786	568,795	1,549,994	187,670	592,846	93.1%
1999	29,738,734	642,632	1,420,243	156,321		93.1%
2000	31,518,759	613,075	1,096,005	201,128		93.5%
2001	30,177,359	636,394	1,319,868			93.3%
2002	30,897,412	623,680	1,850,420			93.0%
2003	31,143,454	632,386	1,817,561			93.0%
2004	32,374,824	680,380	1,937,238			92.9%
2005	34,571,534	773,499	2,106,583			92.8%
2006	37,180,967	843,869	2,337,166			92.7%
2007	37,757,921	864,999	2,590,337			92.6%
2008	36,608,126	823,449	2,679,457			92.5%

Elaborado por CCS con valores para clinker del 2006 IPCC y datos de INEGI, Encuesta Industrial Mensual (EIM).

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación

Las fuentes principales de incertidumbre y las necesidades de investigación que subyacen en las estimaciones anteriores son las siguientes:

- La piedra caliza y el consumo de dolomita para aplicaciones químicas derivadas de la liberación de CO₂ están relacionadas con varios segmentos de la industria incluyendo la agricultura, producción química, fabricación de vidrio, control de contaminación ambiental e industria metalúrgica. Por ejemplo, la piedra caliza y la dolomita son usadas



para ajustar el pH en suelos agrícolas o pueden ser usados como piedras de flujo o purificadores en el refinado de metales, como el hierro. Una estimación ordinaria de la emisión fue preparada con base en la producción de estos minerales. Este enfoque no contempla la piedra caliza triturada consumida para la construcción de calles u otros usos que no generan emisiones de CO₂. Este enfoque es provisorio mientras que los métodos más exactos son desarrollados o los nuevos datos de la actividad son recopilados de las estadísticas económicas y/o encuestas de la industria.

- Debido a que las emisiones de los procesos industriales están determinadas por el nivel de producción y por los procesos de producción de unas pocas industrias claves, existe incertidumbre relativamente alta en cuanto a las emisiones futuras de la categoría de procesos industriales como un todo. Las emisiones futuras dependen de la competitividad de los productores de Coahuila en estas industrias y de la naturaleza específica de los procesos de producción usados en Coahuila. Las emisiones de la proyección basadas en los datos económicos o en los datos de desempeño de la industria son por lo general más confiables que aquellos basados en tendencias históricas. El uso de datos económicos relevantes en este análisis pintará probablemente un mejor cuadro de emisiones de proyección.
- La incertidumbre significativa proviene del método adoptado para calcular las emisiones de GEI de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados para Coahuila según el enfoque descrito en el inventario de GEI de 2005 para Baja California.⁷⁹ Aunque este enfoque se desvíe de la metodología perfilada en las Directrices de 2006 del IPCC para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, esto permitió la cuantificación de las emisiones sustitutas de SACO. De acuerdo a las directrices del IPCC de 2006, estimaciones más precisas se pueden obtener recabando información de los fabricantes/importadores de equipo sobre la carga total de los sustitutos de SACO en los equipos que ellos fabrican o importan. Alternativamente, la información sobre las ventas pueden ser usadas para monitorear las fuentes de emisiones más exactamente.
- Debido a la falta de sustitutos de proyección razonablemente específicos, los datos históricos de la tendencia fueron usados para proyectar cambios de nivel de actividad de emisión por procesos industriales múltiples. Hay incertidumbre significativa asociada con cualquier proyección, incluso una proyección que supone que las tendencias históricas pasadas continuarán en futuros periodos. Todos los supuestos en el crecimiento deberían ser revisados y corregidos por expertos en la de la industria para reflejar sus experiencias en futuras tendencias sobre todo para la industria productora de cemento, consumo de piedra caliza y dolomita y sustitutos de SACO.

Para la T&D de electricidad y para la industria de semiconductores, los esfuerzos futuros incluyen una encuesta de compañías dentro de estas industrias para determinar a qué grado se están experimentando las pérdidas de SF₆.

⁷⁹ *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005: Versión Final* Secretaría de Protección al Ambiente del gobierno del estado Baja California. Centro Mario Molina. Diciembre, 2007 (26-27)



[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

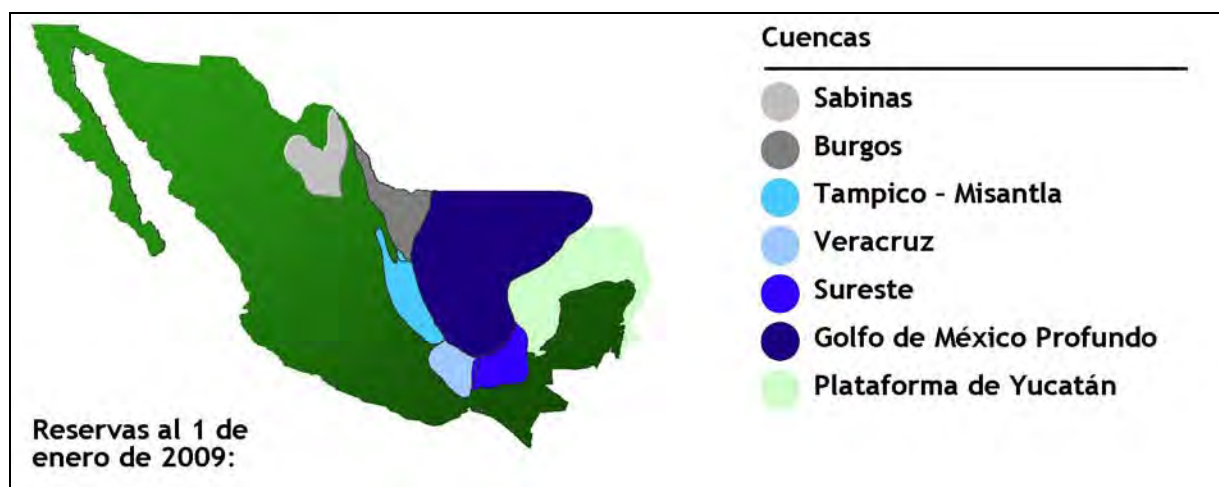
Apéndice E. Industrias de Combustibles Fósiles

Descripción General

Las emisiones de GEI relacionadas con el sector de industrias de combustibles fósiles incluyen emisiones fugitivas relacionadas con la producción, procesamiento, transmisión, y distribución de petróleo y gas, así como las emisiones fugitivas derivadas de la explotación de las minas de carbón.⁸⁰ Coahuila produce carbón y hulla y posee una red de transmisión y distribución de gas natural, no obstante produce o procesa gas natural o petróleo crudo.

En Coahuila, las fuentes de emisiones de GEI incluyen emisiones fugitivas provenientes de los sistemas de gas natural y de la explotación de carbón. En cuanto al carbón, Coahuila tiene los depósitos de carbón más grandes en México lo que le permitió producir 17.3 millones de toneladas de carbón en el 2007. La minería de carbón provee el combustible para las dos centrales eléctricas operadas con carbón (Rio Escondido y Carbón II) así como el combustible y el agente reductor para las industrias de acero y hierro del estado. Además, Coahuila es el único productor de coque en México con un volumen de producción de 1.5 millones de toneladas en 2008.⁸¹ No es razonable suponer la explotación futura de carbón ni de metano en la minería de carbón debido a la presencia de reservas de carbón.⁸²

Figura E-1. Distribución Geográfica de Reservas



Fuente: PEMEX

⁸⁰ Cabe mencionar que las emisiones provenientes del gas natural que se usa como combustible para operaciones de extracción (en pozos, campos y terrenos arrendados) y como combustible en plantas (de procesamiento de gas natural) se incluyen en el Apéndice B bajo el rubro de quema de combustible industrial.

⁸¹ INEGI. *Perspectiva Estadística: Coahuila de Zaragoza*. 2009 (p. 54)

⁸² La información sobre reservas de petróleo y gas se obtuvo de PEMEX. *Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero de 2009*. Marzo, 2009. <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>



Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

Las emisiones de provenientes de la minería de carbón fueron estimadas usando los métodos del IPCC según el tipo de minería que se da en el estado. De las características de la Cuenca de Sabinas, se supuso que el 100 % de la minería es subterránea.⁸³ Además, basado en el perfil de las minas Mimosa,⁸⁴ el sitio más grande con el 25 % de la producción estatal, el CCS supuso que el 30 % del gas promedio es capturado y fulgurado y el 70 % restante es agotado en la atmósfera como metano ventilado a través del aire. La cantidad de metano de la minería y de la post minería se determinó de la producción anual de carbón.⁸⁵ El Cuadro E-1 menciona los factores de emisión por actividad en Coahuila.

Para el desarrollo del caculo de emisiones de gas natural, el CCS tomó en cuenta varios métodos posibles que podrían ser aplicados con base en la naturaleza y en la disponibilidad de los datos de la actividad. Se consideró un método Nivel 1 de las *Directrices del IPCC 2006* (Método A). Este enfoque estima las emisiones en función del volumen de gas natural comercializado en el sistema y en los factores de emisión recomendados para países en vías de desarrollo que tienen su base fuera de las Américas con un amplio rango de incertidumbre (-40 al 250%).⁸⁶ Este enfoque fue utilizado por los autores del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* (INEGEI).

Por otro lado, la *Guía de las Buenas Prácticas y Gestión de la Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del IPCC*⁸⁷ ofrece un enfoque para que Norteamérica mejore la correlación entre los datos de la actividad y las emisiones (Método B). El mejoramiento de la correlación se logra a través de la creciente desagregación de la industria y en muchos casos con cambiar a un parámetro diferente al de los datos de la actividad, como las unidades de procesamiento de gas natural y la longitud de la tubería de transmisión. El Método B representa una versión simplificada de los métodos de cuantificación desarrollados por el estudio GRI para la EPA estadounidense.⁸⁸ El estudio en su totalidad identificó aproximadamente 100 componentes de los sistemas de gas natural que son fuentes de emisión de metano. Para cada componente, el estudio desarrolló un factor de emisión. Para estimar las emisiones, los factores de emisión fueron multiplicados por el nivel de actividad para cada componente (Ej. cantidad de gas producido, número de pozos, millas de tubería de un tipo determinado y régimen de operaciones, u horas de operación de un tipo de compresor).

El estudio GRI también sirvió como base para la Herramienta para Inventarios Estatales de Gases de Efecto Invernadero (SIT) (*State Greenhouse Gas Inventory Tool*, SIT), una

⁸³ http://www.methanetomarkets.org/m2m2009/documents/events_coal_20090127_techtrans_schwoebel.pdf

⁸⁴ http://www.methanetomarkets.org/M2M2009/Data/Coal_MX_Mimosa_flyer.pdf

⁸⁵ Consejo de Recursos Minerales - Servicio Geológico Mexicano (COREMISGM). *Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada*. 2007. <http://www.coremisgm.gob.mx/productos/anuario.html>

⁸⁶ Valores por defecto del IPCC se basan en estudios no publicados en China, Rumania y Uzbekistán. Ver *Directrices del IPCC 2006*, Volumen 2, Capítulo 4, Cuadro 4.2.5.

⁸⁷ Ver Capítulo 2, Sección 2.7.1.2. El documento está disponible en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/

⁸⁸ GRI/US EPA (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*. Reporte No. EPA-600/R-96-080, GRI / Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

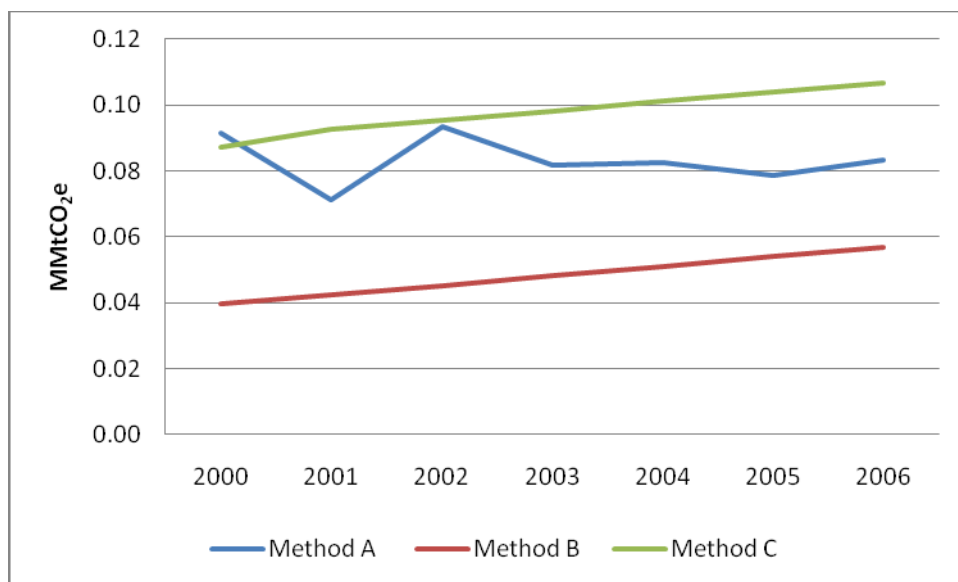


herramienta autorizada por la EPA estadounidense para facilitar el desarrollo de los inventarios de emisiones de GEI en el estado (Método C).⁸⁹ Similar al Método B, el SIT racionaliza el enfoque del estudio GRI agrupando los segmentos y correlacionando las emisiones a varios parámetros además de la producción de gas natural.

La *Guía sobre las Buenas Prácticas* del IPCC recomienda el enfoque inherente en los métodos B y C, particularmente, la correlación de los segmentos de la industria de combustibles fósiles con una diversidad de parámetros de los datos de la actividad. Para propósitos de este inventario, el CCS seleccionó el Método C porque ofrece un estimado de las emisiones basadas en un amplio número de parámetros y también provee una base consistente con los inventarios de GEI a nivel estatal en los EE.UU.

El CCS llevó a cabo una comparación de emisiones estimadas por estos métodos diversos (ver Cuadro E-2). Las tendencias de las emisiones fueron considerablemente consistentes entre los métodos pero varió la magnitud. El Método C dio como resultado una estimación más alta ya que este enfoque monitorea una fuente adicional de emisiones, particularmente, metano fugitivo proveniente de los puntos de servicio de gas natural.

Figura E-2. Comparación de las Emisiones de Gas Natural por Método



⁸⁹ Información adicional sobre el SIT de la EPA disponible en www.epa.gov/climatechange/emissions/state_guidance.html

Cuadro E-1. Factores de Emisión de la Industria de Combustibles Fósiles por Actividad en Coahuila

Actividad	Factores de Emisión	
<i>Transmisión de Gas Natural</i>		
Millas de tubería de transmisión	0.6	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
Número de estaciones compresoras de gas	983.7	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
<i>Distribución de Gas Natural</i>		
Millas totales de tubería de distribución	0.541	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
Número total de servicios	0.015	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
<i>Minería de carbono</i>		
Subterránea–toneladas producidas	12.06	Kg CH ₄ por año por actividad (IPCC)
Superficie – toneladas producidas	0.804	Kg CH ₄ por año por actividad (IPCC)
Post minería subterránea –toneladas producidas	1.675	Kg CH ₄ por año por actividad (IPCC)
Post minería de superficie –toneladas producidas	0.067	Kg CH ₄ por año por actividad (IPCC)

Emisiones de la Industria del Carbón

Los procesos geológicos derivados de la formación de carbón producen metano y dióxido de carbono el cual es atrapado en las vetas de carbón. Estos gases son conocidos colectivamente como gas de veta y son liberados cuando el carbón es expuesto o desbaratado durante la explotación. Las emisiones de post-minería se refieren a la liberación más pequeña de metano en un manejo, procesamiento y transporte de carbón subsecuente.⁹⁰ La producción de carbón se encontró en las estadísticas publicadas por el Consejo de Recursos Minerales para el periodo de 2003-2007⁹¹. Para los años restantes del inventario, el CCS supuso que la producción de carbón permaneció en niveles del 2003.

Emisiones de la Industria de Gas Natural

Las fuentes de información claves para los datos de la actividad fueron la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX). La SENER proporcionó información acerca de la infraestructura de transmisión y distribución de gas natural (incluyendo las longitudes de tubería y el número de unidades de almacenaje

⁹⁰ Mayor descripción de las fuentes de minería de carbón se encuentran en el IPCC 2006. Volumen 2. Capítulo 4.

⁹¹ Consejo de Recursos Minerales - Servicio Geológico Mexicano (COREMISGM). *Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada*. 2007. <http://www.coremisgm.gob.mx/productos/anuario.html>



planeadas y de operaciones),⁹² así como también proporcionó datos sobre el número de usuarios atendidos por esta infraestructura (indicando el número de medidores). El CRE ofreció información sobre compañías autorizadas para construir y operar las líneas de gas natural y la fecha de estas concesiones.⁹³ PEMEX proporcionó el número de estaciones de compresión de gas natural actuales y proyectadas.⁹⁴ La información obtenida por medio de estas fuentes de datos fue escasa y en gran parte se derivó de las descripciones de los permisos donde se reveló la información en intervalos de cinco años. Para los propósitos del inventario, se aplicó una interpolación lineal entre puntos de datos.

Aunque la producción de gas natural se da en Coahuila, la información desagregada sobre los pozos de gas natural no estuvo disponible. El número de pozos es un dato importante para los métodos del IPCC y la EPA de los EE.UU. Dependiendo del número actual de pozos, esta fuente puede significativamente subestimar las emisiones de la industria de gas natural. El Cuadro E-2 resume los datos de la actividad usados en estimar las emisiones de la industria de combustibles fósiles.

Emisiones de la Industria Petrolera

Como se describió anteriormente no existe producción de petróleo ni refinamiento en Coahuila.

Proyección de Emisión

El Cuadro E-2 provee una descripción de las fuentes de datos y los alcances usado para desarrollar las estimaciones históricas y proyecciones del sector de combustibles fósiles. Por favor observe que una parte de la información en el cuadro no fue proporcionada en base anual pero si en periodos de cinco años para los cuales una interpolación lineal fue aplicada entre puntos de datos.

Las series temporales para la producción de carbón estuvieron limitadas a cinco puntos de datos (2003-2007). Los niveles de producción permanecieron constantes durante 2003 a 2005 y experimentaron un gran incremento del 27% en 2006 y 47% en 2007 relativo al 2005. Debido a la gran discrepancia, las emisiones de la proyección se basaron en la producción de carbón por el periodo disponible.

Debido a la gran inversión envuelta en la construcción de la infraestructura de transmisión de gas natural, la proyección no supuso adquisiciones de tubería de transmisión o de estaciones de almacenaje además de las que ya existían en el 2006. Por otra parte, se supuso que la red de distribución y el número de usuarios crecería anualmente en 3.4 % hasta el 2010, en la misma proporción que el crecimiento en el número de hogares equipados con estufas de gas de 1990 al 2000.⁹⁵ Este crecimiento moderado representa el rápido desarrollo del sector de gas natural en México y en Coahuila, en particular. Sin embargo, a partir del 2011, se supone que el

⁹² Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural*. México: SENER. Información tomada de las publicaciones con fecha del 2003 al 2007. <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

⁹³ Una lista de permisos para la transmisión y distribución de gas natural está disponible en <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>

⁹⁴ De la presentación titulada "Crecimiento del Mercado de Gas Natural: Retos para la Comercialización".

⁹⁵ Instituto Nacional de Estadística y Geografía. 1990. *Censos Generales de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. 2000. *Censos Generales de Población y Vivienda*.



crecimiento disminuirá al 0.76% del índice de crecimiento de la población estatal para el periodo 2011-2025.⁹⁶

En corto, la proyección se rige por las emisiones fugitivas de las minas de carbón durante los procesos mineros y post-mineros. Es importante resaltar que en general los niveles de emisiones para el sector de la Industria de Combustible Fósiles variarán bruscamente dependiendo de la distribución relativa de la producción de carbón entre la minería subterránea y la minería de superficie. El factor de emisión de metano de una mina subterránea de carbón es significativamente más grande que el de una mina de superficie de carbón. (Ver Cuadro E-1). La razón por la cual el factor de emisión de metano es más alto en las minas subterráneas de carbón es debido a la presión sobre el mismo. A presión más alta ejercida sobre la veta de carbón, mayor metano es atrapado en el carbón. Cuando se extrae el carbón subterráneo, el metano atrapado es liberado; por eso, la minería subterránea libera mas emisiones de metano por tonelada de carbón que la minería de superficie.

Cuadro E-2. Enfoque para Estimar las Emisiones Históricas/Proyectadas de los Sistemas de Combustible Fósiles

Actividad	Enfoque para Calcular las Emisiones Históricas		
	Datos Requeridos	Fuente de Datos	Datos Disponibles
Producción de Gas natural	Numero de pozos	No se encontró información sobre el numero de pozos en operación en el estado	
Procesamiento de gas natural, ventilación y fulguración	Volumen de gas natural procesado	No se encontró información sobre la cantidad de gas fulgurado y/o ventilado	
Transmisión de gas natural	Millas de tubería de transmisión	CRE/SENER	Permiso fechado el 2/6/99 = 201 millas Permiso fechado el 2005-06 < 1 milla
	Número de estaciones de compresores para la transmisión de gas	PEMEX	Anterior al 2000 = 3 Proyectado para el 2014 = 1
	Número de estaciones de almacenaje	No están presentes en Coahuila	
Distribución de Gas natural	Millas de tubería de distribución	CRE CRE SENER	Permiso fechado el 20/3/97 = 336 km Permiso fechado el 26/6/97 = 656 km Permiso fechado el 2004-09 = 2529 km
	Numero de servicios	CRE CRE SENER	Permiso fechado el 20/3/97 = 25,608 Permiso fechado el 26/6/97 = 40,027 Permiso fechado el 2004-09 = 118,812

⁹⁶ Consejo Nacional de la Población. <http://www.conapo.gob.mx/>

Actividad	Enfoque para Calcular las Emisiones Históricas		
	Datos Requeridos	Fuente de Datos	Datos Disponibles
Sistemas de petróleo	Volumen de petróleo procesado	No están presentes en Coahuila	
Minería de carbón	Toneladas de producción	COREMISGM	Producción de carbón 2003-2007

Resultados

El Cuadro E-3 muestra las emisiones estimadas de la industria de combustibles fósiles en Coahuila durante el período de 1990 a 2025. La minería subterránea es la principal contribuidora tanto a las emisiones históricas como al crecimiento de las emisiones. En 2005, la minería subterránea de carbón representó el 83.6% de las emisiones del sector seguido por las emisiones de la post-minería con un 13.2%. Las contribuciones relativas a las emisiones totales del sector se muestran en el Cuadro E-4. La Figura E-1 muestra las tendencias de las emisiones en los niveles de proceso de la industria de combustibles fósiles en base a millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MTmCO₂e).

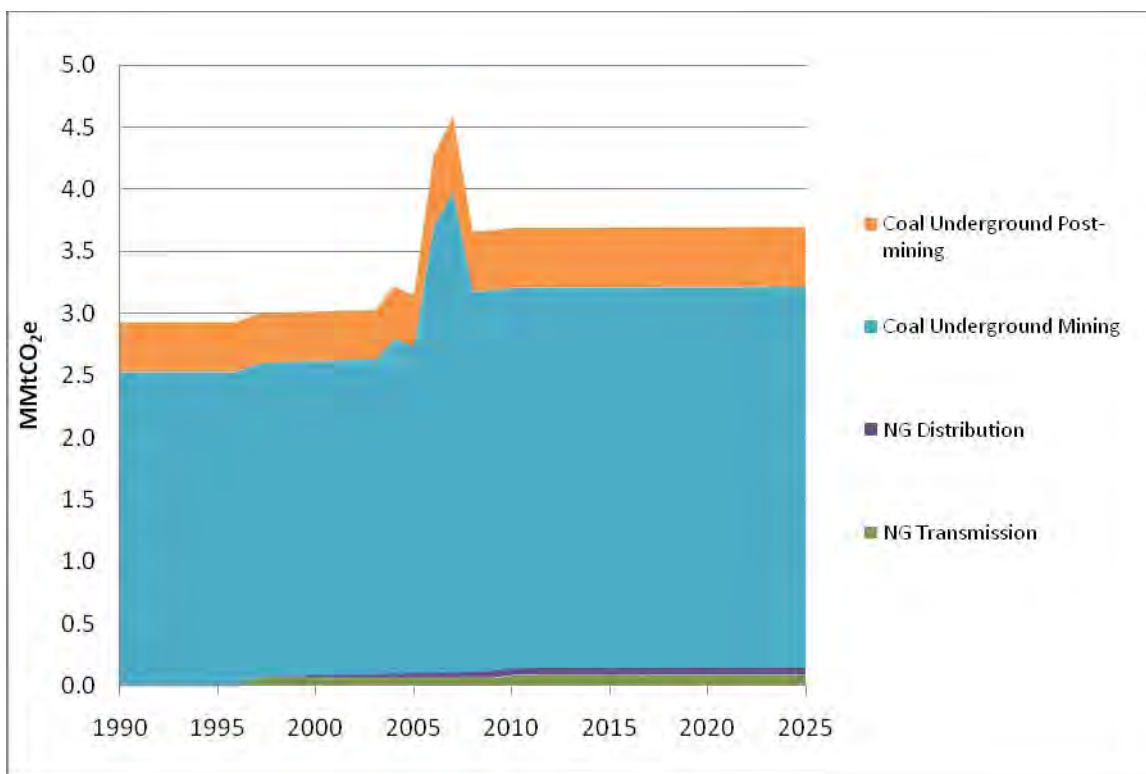
Cuadro E-3. Emisiones Históricas y Proyectadas de la Industria de Combustibles Fósiles en MTmCO₂e

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN	0.00	0.00	0.06	0.06	0.09	0.09	0.09	0.09
Distribución de GN	0.00	0.00	0.02	0.04	0.06	0.06	0.06	0.06
Minería subterránea de carbón	2.53	2.53	2.53	2.63	3.06	3.06	3.06	3.06
Post Minería subterránea de carbón	0.40	0.40	0.40	0.41	0.48	0.48	0.48	0.48
Total	2.93	2.93	3.01	3.15	3.69	3.69	3.69	3.70

Cuadro E-4 Distribución de Emisiones Históricas y Proyectadas por Fuente

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN	0.0%	0.0%	2.1%	2.1%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
Distribución de GN	0.0%	0.0%	0.7%	1.3%	1.6%	1.6%	1.7%	1.8%
Minería Subterránea de Carbón	86.4%	86.4%	83.9%	83.6%	83.1%	83.0%	83.0%	82.9%
Post Minería Subterránea de Carbón	13.6%	13.6%	13.2%	13.1%	13.1%	13.1%	13.0%	13.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Figura E-1. Tendencias en las Emisiones de las Industrias de Combustibles Fósiles (MTmCO₂e)



Incertidumbres Principales

Las principales fuentes de incertidumbre que subyacen en las estimaciones anteriores son las siguientes:

- Existe parte de incertidumbre relacionada con las emisiones derivadas de la explotación de carbón debido a la falta de información perteneciente al tipo de minería practicada en Coahuila para todos los sitios. Con base en las características de las minas Mimosa, se espera que la mayoría de la minería sea subterránea. Sin embargo, un conteo preciso es importante ya que los factores de emisión de la minería de carbón subterránea y de superficie varía por un factor de 15 a 25. La incertidumbre alrededor de este tema se puede resolver fácilmente por medio de un estudio de la industria el cual tiene el potencial de incrementar enormemente la calidad de las estimaciones de las emisiones.
- Los factores de emisión se basaron en los promedios de toda la industria estadounidense. Hasta que las emisiones fugitivas sean reveladas con base en los registros específicos de operación y mantenimiento y en los estudios locales (por lo menos específico para los estados mexicanos), importantes incertidumbres permanecen tanto alrededor de la transmisión de gas natural como alrededor de estimaciones de emisión generada por la distribución.

- La SENER lista una red de distribución de gas natural (DGN La Laguna) extendiéndose principalmente sobre Durango con alcance limitado en Coahuila alrededor de Torreón. Se requiere trabajo adicional para evaluar la porción de las emisiones que recaen dentro de los límites de Coahuila. También, la primera referencia sobre infraestructura de gas natural data de 1997 en la lista de la CRE de los activos distribuidores de gas natural. Debido a la cantidad limitada de registros históricos, existe parte de incertidumbre alrededor de las estimaciones de emisiones lo que cambiaría significativamente ya que la mayoría de las emisiones históricas y las proyecciones de emisión están regidos por el metano fugitivo liberado durante la explotación del carbón.
- Los supuestos usados para las proyecciones no reflejan todos los futuros cambios potenciales que podrían afectar las emisiones de GEI, incluyendo los futuros gastos de capital, cambios potenciales en regulaciones y mejoras que reduzcan las emisiones de la producción de petróleo y de gas, procesamiento, y tecnologías de entubamiento.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice F. Agricultura

Descripción General

Las emisiones contempladas en este apéndice se refieren a las emisiones no energéticas de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) procedentes del ganado y la producción agrícola. Asimismo, el apéndice comprende las emisiones y los sumideros de carbono en suelos agrícolas derivados de cambios en las prácticas de cultivo. Las emisiones energéticas (quema de combustibles fósiles en el equipo agrícola) se incluyen en las estimaciones sobre el sector residencial, comercial e industrial (RCI) (ver Apéndice B). Otras emisiones de CO_2 o secuestros procedentes del ganado y de la producción de cultivos se consideran como biogénicos y por consiguiente las directrices del IPCC no son incluidas en las estimaciones de emisiones de GEI.

Las principales fuentes de GEI y sumideros –producción pecuaria, suelos agrícolas, y quema de rastrojos– se subdividen además en la siguiente forma:

- *Fermentación entérica*: Las emisiones de CH_4 derivadas de la fermentación entérica son el resultado de los procesos digestivos normales del ganado rumiante y no rumiante. Los microbios que se encuentran en el sistema digestivo del animal descomponen los alimentos y emiten CH_4 como subproducto. Además el ganado rumiante produce mas CH_4 debido a la actividad digestiva de su gran estomago glandular.
- *Manejo del estiércol*: Las emisiones de CH_4 y N_2O derivadas del almacenamiento y el manejo del estiércol de ganado (Ej. en estercoleras, amontonamientos de abono o lagunas de tratamiento anaeróbico) ocurren como resultado de la descomposición del estiércol. Las condiciones ambientales de la descomposición son las que dictan la magnitud relativa de las emisiones. En general, entre mas anaeróbicas sean las condiciones, mas CH_4 se produce, ya que las bacterias que ayudan a la descomposición y que generan CH_4 , se desarrollan mejor en condiciones en las que el oxígeno es limitado. En contraste, las emisiones de N_2O aumentan cuando las condiciones son aeróbica. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:
 - Emisiones de CH_4 del manejo del estiércol;
 - Emisiones directas de N_2O procedentes del manejo del estiércol;
 - Emisiones indirectas de N_2O procedentes de la lixiviación de nitrógeno seguida de la aplicación de estiércol;
 - Emisiones indirectas de N_2O procedentes de la volatilización de nitrógeno (Ej. amoniaco), seguida de la aplicación de estiércol con subsecuente deposición de nitrógeno, desnitrificación y emisiones de N_2O .
- *Suelos agrícolas*: El manejo de los suelos agrícolas puede producir emisiones de N_2O y flujos netos de dióxido de carbono (CO_2) que generen emisiones o sumideros. En general, las modificaciones a los suelos mediante los cuales se agrega a estos nitrógeno, también pueden generar emisiones de N_2O . Las aportaciones de nitrógeno fomenta la nitrificación de los suelos subyacentes y los ciclos de desnitrificación, lo cual a su vez genera N_2O como subproducto. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:
 - Emisiones directas de N_2O procedentes del manejo de suelos;

- Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la volatilización de nitrógeno y subsecuente deposición atmosférica;
 - Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la lixiviación y los escurrimientos.
- Nota: Los suelos agrícolas pueden almacenar o liberar carbono orgánico, si estos fondos de carbono orgánico son alterados y oxidados; el carbono orgánico es liberado como CO₂ cuando se oxida. El flujo de carbono de suelo agrícola se considera parte de la categoría de uso de tierra y por lo tanto es planteado en el uso de tierra y apéndice de silvicultura.

- *Fuentes agregadas y fuentes de emisiones distintas al CO₂ en tierra:* Éstos incluyen todas las fuentes agrícolas que generan emisiones de CH₄ y N₂O que no caen en las categorías anteriormente citadas. Las directrices del IPCC de 2006 dividen este sector fuente como sigue:
 - Aplicación de urea (el cual también se menciona bajo el rubro de suelos agrícolas como un fertilizante nitrogenado): el CO₂ es emitido durante la descomposición de urea en suelos
 - Abonar con cal: CO₂ es emitido a consecuencia del ajuste de pH en suelos ácidos;
 - Quema de residuos: las emisiones de CH₄ y N₂O se producen cuando los residuos agrícolas son quemados (el CO₂ que es emitido se considera biogénico y no reportado).

Emisiones y Proyecciones de los Casos de Referencia

Datos del Inventario

Fermentación Entérica. Las emisiones de metano de 1990 a 2005 se calcularon usando el método de Nivel 1 descrito en las Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2006).⁹⁷ En este método se multiplican los factores de emisiones anuales de metano específicos para cada tipo de animal rumiante por datos de actividad (población ganadera por tipo de animal). Los datos de la actividad fueron proporcionados por la SIACON⁹⁸ y se resumen en el Cuadro F-1. Esta metodología, así como las demás que se describen posteriormente, se basan en las directrices internacionales desarrolladas por expertos en el sector para elaborar los inventarios de emisiones de GEI.⁹⁹

Cuadro F-1. Poblaciones Ganaderas

Tipo de Ganado	1990	1995	2000	2005
----------------	------	------	------	------

⁹⁷ Las emisiones de GEI fueron calculadas usando el método de Nivel 1 descrito en el Volumen 4, Capítulo 10 del Panel Intergubernamental sobre las *Directrices de Cambio Climático para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero* del IPCC publicado por el Programa Nacional de Gases de Efecto Invernadero del PIC, disponible en: (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>).

⁹⁸ Sistema de Información Agropecuaria de Consulta (SIACON), base de datos nacional que almacena estadísticas agroalimentaria. Documento en Español. *Sistema de Información Agroalimentaria y de Consulta 1980-2006*. 2007. http://www.oedrus-tamaulipas.gob.mx/cd_anuario_06/SIACON_2007.html

⁹⁹ *Directrices de Cambio Climático para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*, Versión Revisada 2006 y *Lineamientos de Prácticas Óptimas y Manejo de Incertidumbre en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*, disponible en: (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>).



Tipo de Ganado		1990	1995	2000	2005
Dairy Cows	Vacuno lechero	0	198467	214130	256463
Other Cattle	Otros vacunos	863,926	568,125	410,930	406,722
Buffalo	Búfalo				
Sheep	Ovinos	130,135	123,883	119,515	104,465
Goats	Caprinos	1,184,191	1,158,310	507,264	615,623
Camels	Camelidos				
Horses	Equinos				
Mule/Asses	Mulas y asnos				
Deer	Ciervos				
Alpacas	Alpacas				
Swine	Porcinos	144,928	59,873	56,878	77,845
Poultry	Aves de corral	7,170,412	9,351,893	13,390,490	13,895,387
Rabbits	Conejo				

Manejo del estiércol. Las Directrices del IPCC de 2006 se usaron para calcular las emisiones de metano y óxido nitroso con datos de actividad sobre las poblaciones ganaderas del Estado de Coahuila en el periodo de 1990 al 2005. Los datos de la actividad fueron extraídos del Sistema de Información Agropecuaria de Consulta (SIACON: ver Cuadro F1).

Para calcular las emisiones de CH₄ procedentes del manejo del estiércol, se multiplicaron las cifras de población por una estimación de la masa típica animal y el índice de producción de sólidos volátiles (SV) para calcular el total de SV producidos. La estimación de SV por tipo de animal se multiplica luego por un factor máximo de emisiones potenciales de CH₄ y un factor de conversión de metano ponderado (FCM) para derivar el total de emisiones de CH₄. El factor de conversión de metano (FCM) ajusta las emisiones máximas potenciales de metano con base en los tipos de sistemas de manejo del estiércol que se emplean en Coahuila.

Los factores de emisión se derivaron de una combinación de los estudios realizados por expertos regionales¹⁰⁰ y de las prácticas de manejo del estiércol en el Estado. Se usaron factores de emisión y conversión por defecto para todas las fuentes de emisiones en este sector con información sobre la población ganadera por tipo, zona geográfica, y zona climática. La categoría de zona geográfica que corresponde a Coahuila es América Latina y las categorías de zonas climáticas seleccionadas fueron cálida (>26 grados C) y templada (15-25 grados C), asignadas a un 95% y un 5% de la población ganadera por tipo, según el terreno cubierto por cada zona climática (ver Figura F-1). Los supuestos sobre el estiércol manejado por tipo de sistema y los factores de conversión de metano asociados se indican a continuación en los Cuadros F-2 y F-3. Se asumió que la distribución de los sistemas de manejo del estiércol y los factores de conversión de metano permaneció constante durante los años del inventario y de la proyección.

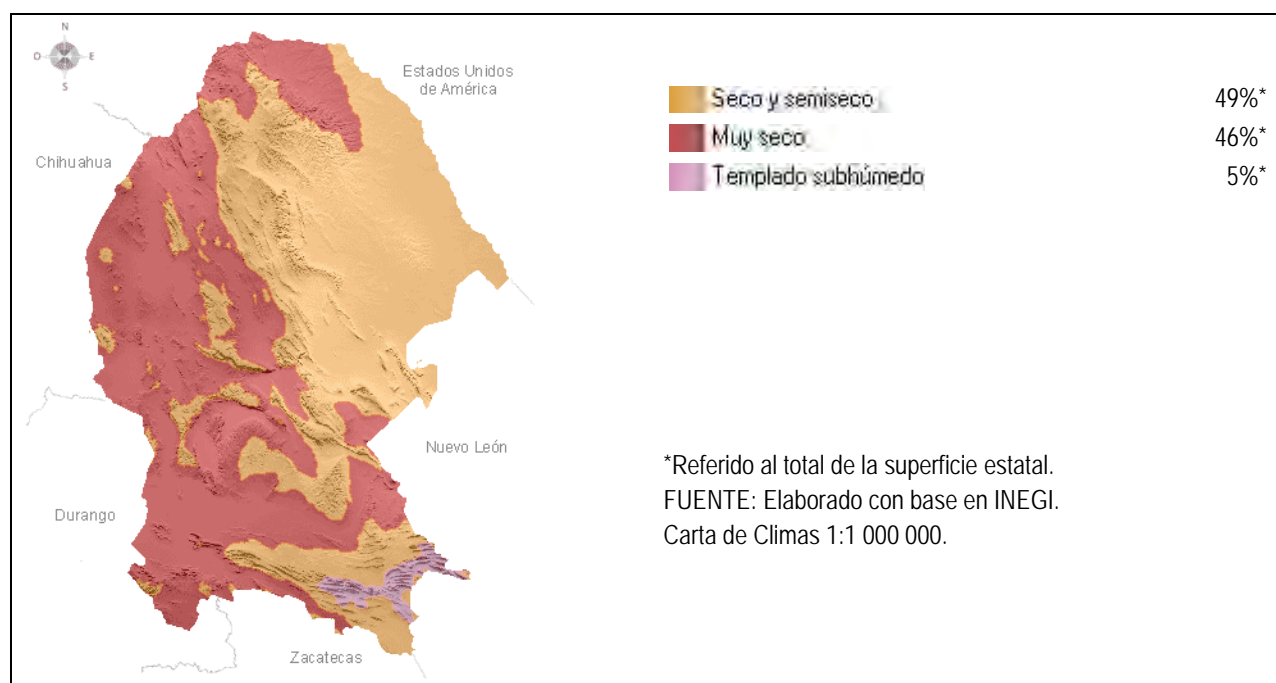
Las emisiones directas de N₂O generadas por el manejo del estiércol se obtienen usando las mismas cifras de población animal anteriormente mencionadas, multiplicadas por la masa típica animal y el factor de producción del nitrógeno total Kjeldahl (nitrógeno K). El nitrógeno total K se multiplica por un factor de no volatilización para determinar la porción que se maneja en los

¹⁰⁰ Los resultados del estudio están resumidos en el Cuadro 10-A-4 en el Volumen 4, Capítulo 10 de las *Directrices de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.

sistemas de manejo del estiércol. La parte no volatilizada se divide luego en fracciones que se procesan en sistemas de manejo de residuos líquidos (Ej. lagunas) o sólidos (Ej. apilamiento, distribución diaria, lotes secos). El Cuadro F-4 muestra el factor de emisión del N₂O por sistema de manejo del estiércol.

Las emisiones indirectas de N₂O procedentes de la lixiviación se obtienen tomando la masa de nitrógeno excretada por el animal en cada sistema de manejo del estiércol y multiplicándola por la fracción de nitrógeno liberada a través de lixiviación y escurrimientos; luego el producto se multiplica por un factor de emisión del N₂O. Las emisiones indirectas del N₂O generadas por la volatilización se obtienen tomando la masa de nitrógeno excretada por el animal en cada sistema de manejo del estiércol y multiplicándola por la fracción de nitrógeno liberada a través de la volatilización. Luego el producto se multiplica por un factor de emisión del N₂O. El factor de emisión de N₂O es 0.01 kg N₂O-N/kg N, mientras que el factor de emisión por lixiviación es de 0.0075 kg N₂O-N/kg N.

Figura F-1. Distribución de Zonas Climáticas en Coahuila



Cuadro F-2. Distribución por Defecto de los Sistemas de Manejo del Estiércol en América Latina

Ganado	Quema por combustible	Distribución Diaria	Digestor	Lote Seco	Semilíquido	Otro	Pradera, Campo, Pastizales	Almacenamiento Solido
Porcino para reproducción		2.0%	0.0%	20.5%	4.0%	44.5%		25.0%
Aves de engorda						100.0%		
Vacuno Lechero	0.0%	62.0%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%	36.0%	1.0%
Cabras						100.0%		

Ganado	Quema por combustible	Distribución Diaria	Digestor	Lote Seco	Semilíquido	Otro	Pradera, Campo, Pastizales	Almacenamiento Solido
Caprino						100.0%		
Aves Ponedoras (seco)						100.0%		
Aves Ponedoras (húmedo)						100.0%		
Porcino de engorda		2.0%	0.0%	41.0%	8.0%	39.0%		10.0%
Mular/Asnar						100.0%		
Otro Ganado	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	99.0%	0.0%
Ovino						100.0%		
Pavos						100.0%		

Cuadro F-3. FCM de los Sistemas de Manejo del Estiércol por Zona Climática

Ganado	Clima	Quema por combustible	Distribución diaria	Digestor	Lote seco	Semilíquido	Otro	Pradera, Campo, Pastizales	Almacenamiento Solido
Porcino para reproducción	Templado		0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	1.0%		4.0%
	Cálido		1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%		5.0%
Aves de engorda	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		
Vacuno lechero	Templado	10.0%	0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	10.0%	1.5%	4.0%
	Cálido	10.0%	1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%	2.0%	5.0%
Cabras	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Equino	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Aves ponedoras (seco)	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		
Aves ponedoras (húmedo)	Templado						78.0%		
	Cálido						80.0%		
Porcino de engorda	Templado		0.5%		1.5%	42.0%	1.0%		4.0%
	Cálido		1.0%		2.0%	78.0%	1.0%		5.0%
Mular/ Asnar	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Otro ganado	Templado	10.0%	0.5%	10.0%	1.5%	42.0%	1.0%	1.5%	4.0%
	Cálido	10.0%	1.0%	10.0%	2.0%	78.0%	1.0%	2.0%	5.0%
Ovino	Templado						1.5%		
	Cálido						2.0%		
Pavos	Templado						1.5%		
	Cálido						1.5%		

Cuadro F-4. Factores de Emisión de Óxido Nitroso Aplicado a los Sistemas de Manejo del Estiércol

Sistema de Gestión	Factor de Emisión (kg N ₂ O-N/kg N excretado)
Dispersión Diaria	0
Digestor	0
Lote Seco	0.02
Laguna	0
Semilíquido	0.005
Otro	0.001
Pit	0.002
Pit >1 mes	0.002
Almacenamiento solido	0.005

Suelos agrícolas. La descomposición de los residuos agrícolas y los cultivos fijadores de nitrógeno agregan nitrógeno al ciclo de nitrificación y desnitrificación del suelo lo cual genera N₂O como subproducto. La cantidad de nitrógeno en las tierras de cultivo se calculó como el producto de la materia seca cosechada anualmente, la relación entre la materia seca vegetal y la materia seca de cultivos, la fracción de nitrógeno de la materia seca vegetal, y el factor por defecto de emisión del nitrógeno. En el Cuadro F-5 se identifica el grupo de cultivos fijadores de nitrógeno como frijoles y legumbres.

Cuadro F-5. Inventario de Producción de Cultivos en Toneladas Métricas¹⁰¹

Tipo de Cultivo		1990	1995	2000	2005
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N	0	0	0	0
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	1,176,213	678,135	1,513,584	1,918,970
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	8,227	21,664	4,533	1,568
Grains	Granos	0	0	0	0
Perennial grasses	Hierbas perennes	1,537,345	1,039,606	1,227,363	1,142,321
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol	0	3360	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	3,516	14,998	11,741	10,324
Tubers	Tubérculos	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	844,382	1,188,174	1,599,597	1,811,929
Rice	Arroz	0	0	0	0
Oats	Avena	279	18	1,359	28
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	0	0	0	0
Barley	Cebada	5,611	3,071	3,273	2,277
Rye	Centeno	84	0	0	0
Dry bean	Frijoles	0	0	0	0

¹⁰¹ Sistema de Información Agropecuaria de Consulta (SIACON), base de datos nacional que almacena estadísticas agroalimentaria. Documento en Español. *Sistema de Información Agroalimentaria y de Consulta 1980-2006*. 2007. http://www.oedrus-tamaulipas.gob.mx/cd_anuario_06/SIACON_2007.html



Tipo de Cultivo		1990	1995	2000	2005
Non-legume hay	Heno no leguminoso	0	0	0	0
Maize	Maíz	50,526	48,457	35,657	28,842
Millet	Mijo	0	0	0	0
Potato	Patatas	55,347	92,599	71,421	45,516
Soyabean	Soja	0	0	0	0
Sorghum	Sorgo	26,395	22,426	18,764	4,156
Wheat	Trigo	25,472	36,248	18,869	14,945

La aplicación de fertilizante sintético también aporta nitrógeno al ciclo de nitrificación y desnitrificación del suelo y contribuye a que se libere N_2O a la atmósfera. Las emisiones derivadas de la aplicación de fertilizantes a terrenos agrícolas se calcularon con datos de la Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes¹⁰². El Cuadro F-6 muestra los datos de N aplicado por cada año.

Cuadro F-6. Datos sobre Aplicación de Fertilizantes

Parámetro	1990	1995	2000	2005
Cantidad (kg N)	21,417,514	15,223,325	17,733,957	15,369,548

Las aportaciones de nitrógeno al suelo derivado de los fertilizantes orgánicos se calcularon como la cantidad del total de nitrógeno disponible en el estiércol reciclado, menos la cantidad de este nitrógeno dedicado a la alimentación de animales, la combustión, o a la construcción. En el caso de Coahuila, se supuso que el estiércol no se destinó a la alimentación, como combustible o para la construcción.

La aportación de nitrógeno a los suelos derivada de la deposición de orina y heces fecales de los animales que apacientan en prados, verdes o pastizales, se calculó como la fracción del nitrógeno presente en el estiércol que queda en los campos sin recibir tratamiento alguno. En el Cuadro F-3 se identifica la fracción por defecto de estiércol sin gestionar.

Con respecto al cultivo de histosoles el cual puede generar emisiones de N_2O , se determinó que el cultivo de estos suelos altamente orgánicos no aplica a Coahuila ya que los histosoles solo existen en regiones boreales. Además, tampoco se consideró la inundación y el drenaje de suelos orgánicos ya que este tipo de práctica no se da en el estado.

Fuentes agregadas y fuentes de emisiones distintas al CO_2 en suelo. Éstos incluyen la urea (aplicado como una fuente de N), cal y dolomita que son usados para neutralizar suelos ácidos. Los tres elementos emiten CO_2 que resulta de la descomposición de cada compuesto. No se han identificado datos para Coahuila con el fin de estimar las emisiones de estos elementos adicionales. La urea podría ser uno de los fertilizantes comerciales capturados dentro del N total

¹⁰² Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes (<http://www.fertilizer.org/ifa/ifadata/search>). Datos sobre N aplicados por estado para 1990-2005.

representado en el anterior Cuadro F-6; sin embargo, la información detallada sobre los tipos de fertilizantes aplicados no estuvo disponible.

Quema de residuos. Las quemas agrícolas pueden generar emisiones tanto de N₂O como de CH₄. Los datos de hectáreas quemadas en Coahuila no se pudieron encontrar. Por lo tanto, de acuerdo con las recomendaciones des IPCC, las emisiones por quema de residuos no fueron estimadas.

Datos de la proyección

Las estimaciones de la proyección se basaron en las tendencias de población ganadera y producción de cultivos de 1990 al 2005. Los índices de crecimiento resultantes que se usaron para calcular las emisiones del 2005 al 2025 se indican en los Cuadros F-7 y F-8. Cabe mencionar que un crecimiento negativo indica una disminución en la población ganadera o en la producción de cultivos. Con base en estos índices de crecimiento se calcularon las proyecciones de producción pecuaria y agrícola hasta el año 2025. Los valores proyectados se indican en los Cuadros F-9 y F-10.

Las cifras de la población ganadera son usadas para estimar las emisiones del manejo del estiércol y de la fermentación entérica. Las cifras de población también son usadas para estimar aportaciones orgánicas y depósitos de residuos de animales en la tierra que son usados en los cálculos de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. Las cifras de producción de cultivos son usadas para estimar los residuos de cultivos dejados en el suelo lo que también se calcula dentro de las emisiones de N₂O de los suelos agrícolas. Las aplicaciones de fertilizantes N también se utilizan en el cálculo de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. La estimación de fertilizante (crecimiento anual del-2.8 %) es proyectada con base en el cambio de aplicación de fertilizante N entre 2000 y 2005.

Cuadro F-7. Índices de Crecimiento Aplicados a la Población Ganadera

Tipo de Ganado		Índice (%)	Periodo de Medición
Dairy Cows	Vacuno lechero	3.7%	2000-2005
Other Cattle	Otros vacunos	-0.2%	2000-2005
Buffalo	Búfalo		
Sheep	Ovinos	-2.7%	2000-2005
Goats	Caprinos	3.9%	2000-2005
Camels	Camelidos		
Horses	Equinos		
Mule/Asses	Mulas y asnos		
Deer	Ciervos		
Alpacas	Alpacas		
Swine	Porcinos	6.5%	2000-2005
Poultry	Aves de corral	0.7%	2000-2005
Rabbits	Conejo		

Cuadro F-8. Índices de Crecimiento Aplicados a Producción de Cultivos

Tipo de Cultivo		Crecimiento Medio Anual	
Ingles	Espanol	Índice (%)	Periodo de Medición
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N		
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	0.0%	N/D*
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	-19.1%	2000-2005
Grains	Granos		
Perennial grasses	Hierbas perennes	-1.4%	2000-2005
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol		
Root crops, other	Raíces, otros	-2.5%	2000-2005
Tubers	Tubérculos		
Alfalfa	Alfalfa	2.5%	2000-2005
Rice	Arroz		
Oats	Avena	-54.2%	2000-2005
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)		
Barley	Cebada	-7.0%	2000-2005
Rye	Centeno		
Dry bean	Frijoles		
Non-legume hay	Heno no leguminoso		
Maize	Maíz	-4.2%	2000-2005
Millet	Mijo		
Potato	Patatas	-8.6%	2000-2005
Soyabean	Soja		
Sorghum	Sorgo	-26.0%	2000-2005
Wheat	Trigo	-4.6%	2000-2005

* En algunos casos la información varía año con año dramáticamente y no se puede observar una tendencia de crecimiento. En estos casos, no se asumió crecimiento.

Cuadro F-9. Proyección de Poblaciones Ganaderas 2005-2025

Tipo de Ganado		2005	2010	2015	2020	2025
Dairy Cows	Vacuno lechero	256,463	307,165	367,891	440,622	527,732
Other Cattle	Otros vacunos	406,722	402,557	398,435	394,355	390,317
Buffalo	Búfalo		0	0	0	0
Sheep	Ovinos	104,465	91,310	79,812	69,762	60,977
Goats	Caprinos	615,623	747,129	906,727	1,100,417	1,335,482
Camels	Camelidos		0	0	0	0
Horses	Equinos		0	0	0	0
Mule/Asses	Mulas y asnos		0	0	0	0
Deer	Ciervos		0	0	0	0
Alpacas	Alpacas		0	0	0	0
Swine	Porcinos	77,845	106,541	145,815	199,568	273,134
Poultry	Aves de corral	13,895,387	14,419,321	14,963,011	15,527,201	16,112,664
Rabbits	Conejo		0	0	0	0

Cuadro F-10. Proyección de Producción de Cultivos en Toneladas Métricas 2005-2025

Tipo de Cultivo		2005	2010	2015	2020	2025
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N	0	0	0	0	0
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	1,918,970	1,918,970	1,918,970	1,918,970	1,918,970
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	1,568	543	188	65	22
Grains	Granos	0	0	0	0	0
Perennial grasses	Hierbas perennes	1,142,321	1,063,172	989,507	920,946	857,135
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol	0	0	0	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	10,324	9,079	7,984	7,020	6,173
Tubers	Tubérculos		0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	1,811,929	2,052,446	2,324,890	2,633,498	2,983,071
Rice	Arroz	0	0	0	0	0
Oats	Avena	28	1	0	0	0
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	0	0	0	0	0
Barley	Cebada	2,277	1,584	1,102	766	533
Rye	Centeno	0	0	0	0	0
Dry bean	Frijoles	0	0	0	0	0
Non-legume hay	Heno no leguminoso	0	0	0	0	0
Maize	Maíz	28,842	23,329	18,871	15,264	12,347
Millet	Mijo	0	0	0	0	0
Potato	Patatas	45,516	29,008	18,487	11,782	7,508
Soyabean	Soja	0	0	0	0	0
Sorghum	Sorgo	4,156	921	204	45	10
Wheat	Trigo	14,945	11,836	9,375	7,425	5,881

Resultados

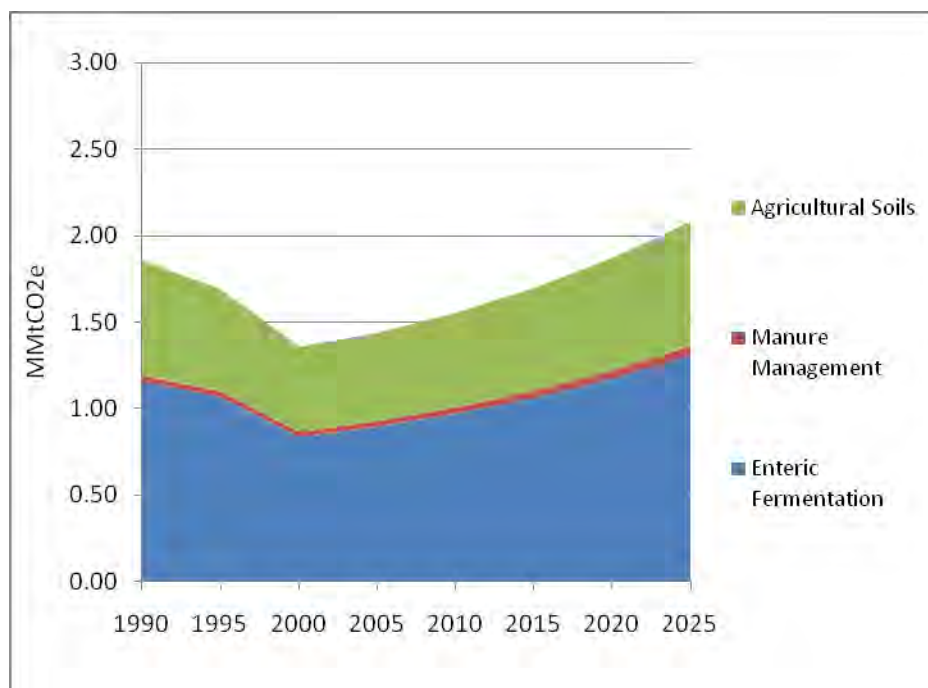
Durante los años del inventario (1990 a 2005), el total de las emisiones agrícolas disminuyó un 23%, llegando a niveles del orden de 1.44 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO_{2e}). En 1990, las dos principales fuentes emisoras fueron la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica por sí sola constituyó el 62% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en 1990. Todas las fuentes de emisiones disminuyeron entre 1990 y 2005.

Durante los años de la proyección (2005 al 2025), se proyectó que el total de las emisiones derivadas de la agricultura se incrementaría en un 71%, llegando a niveles del orden de los 2.04 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente. En el 2025, los dos principales sectores generadores de emisiones serán la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica representará un 64% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2025. La fermentación entérica mostró mayor crecimiento entre el 2005 y 2025 aunque el manejo de estiércol creció a un índice más rápido.

En la Figura F-2 y en el Cuadro F-11 se presenta el resumen de las cifras de emisiones de gases de efecto invernadero por sector generador. La distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero por fuente se presenta en el Cuadro F-12. Finalmente, los índices de crecimiento medio anuales de los intervalos seleccionados se indican en el Cuadro F-13.



Figura F-2. Emisiones de GEI provenientes de la Agricultura 1990-2025



Cuadro F-11. Emisiones de GEI provenientes de la Agricultura (MTmCO₂e)

Sector Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Fermentación Entérica	1.16	1.07	0.83	0.89	0.97	1.06	1.17	1.31
Manejo del Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05
Suelos Agrícolas	0.67	0.59	0.49	0.51	0.53	0.57	0.61	0.67
Quema de Residuos	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*
Total	1.86	1.69	1.36	1.44	1.54	1.67	1.83	2.04

*N.E. No estimadas

Cuadro F-12. Distribución de Emisiones de GEI en el Sector Agrícola

Sector Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Fermentación Entérica	62.3%	63.1%	61.5%	62.3%	63.1%	63.6%	64.0%	64.3%
Manejo del Estiércol	1.8%	1.9%	2.1%	2.2%	2.3%	2.4%	2.5%	2.7%
Suelos Agrícolas	35.9%	34.9%	36.4%	35.4%	34.6%	34.0%	33.4%	33.0%

Cuadro F-13. Índice de Crecimiento Medio Anual para Intervalos de Tiempo Seleccionados

Agricultura	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Fermentación Entérica	-1.7%	1.9%	0.4%
Manejo del estiércol	-0.4%	2.7%	1.4%
Suelos Agrícolas	-1.8%	1.4%	0.0%

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación Futura

A fin de reducir la incertidumbre relacionada con las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de los procesos de fermentación entérica, se recomienda desarrollar una tipificación de la población ganadera. En el caso de Coahuila, el rubro denominado "otro ganado" (ganado vacuno no lechero) representa el 63% de la población de rumiantes en el 2005. Esta amplia categoría podría desglosarse por sub-categorías (Ej. becerros, toros, etc.) y por número de cabezas de ganado en pastizales en comparación con el número de cabezas en corrales de engorda. Luego se podrían aplicar factores de emisión específicos para cada una de las sub-categorías. Como mínimo se necesita la siguiente información para desarrollar factores de emisión específicos para cada sub-categoría de ganado: 1) estimación sobre la ingesta de alimento, 2) peso promedio de los animales, 3) índice de actividad animal, 4) condiciones de alimentación, y 5) condiciones medias invernales. Los esfuerzos adicionales que se realicen en esta categoría de fuente generadora tendrán un impacto importante en una gran parte del total de las emisiones derivadas de la fermentación entérica.

No se identificó información del estiércol para el manejo del mismo y así poder indicar que ninguna de las operaciones confinadas de animales en el estado estuviera empleando controles para reducir las emisiones de metano tales como los digestores anaeróbicos. La proyección también supone que ninguno de estos proyectos será implementado antes del 2025. Hasta el punto de que este supuesto es incorrecto, las emisiones de metano futuras del manejo del estiércol serán sobre estimadas.

Las emisiones procedentes de la aplicación de fertilizante a terrenos agrícolas se calcularon a partir de estimaciones de aplicación de fertilizantes de la Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes. Dado que la aplicación de fertilizantes varía considerablemente de un cultivo a otro, se recomienda que las aportaciones de nitrógeno se dividan por tipo de cultivo y de fertilizante, de ser posible (incluyendo distintos fertilizantes comerciales y orgánicos, como el estiércol). Esta información, combinada con la superficie fertilizada por cultivo, ayudará a disminuir la incertidumbre.

De acuerdo con las recomendaciones del IPCC, la quema de los residuos agrícolas no se considera en este análisis debido a una carencia de datos. Los factores de emisiones de GEI realmente existen para la quema de varios residuos de cultivos; sin embargo los datos del área de la quema de residuos de cultivo en Coahuila no existen. Si esa información pudiera ser encontrada mejoraría el análisis. La quema prescrita no es típicamente una fuente significativa (menos del 1 % del total de las emisiones de suelos agrícolas en la mayor parte de estados de EE.UU), pero sin embargo, esto realmente contribuye a emisiones totales de GEI.

Un último elemento que contribuye a la incertidumbre el cálculo de las emisiones lo constituyen los supuestos de la proyección. Los índices de crecimiento medio anual se derivaron de las tendencias históricas durante el periodo de 1990 al 2005; no obstante los datos históricos fueron inconsistentes. A principios de los noventas hubo cifras de población ganadera y producción agrícola muy altas, que luego decayeron notablemente para el año 2000. Aún en los años en los que hubo un rendimiento alto, los valores oscilaron marcadamente de un año a otro. La fluctuación de los valores podría ser indicativa de la mala calidad de los datos. En los casos donde los datos varíen año con año dramáticamente y no se observe una marcada tendencia de crecimiento, no se asume crecimiento alguno. La información proporcionada por los expertos en agricultura en el estado podría mejorar las estimaciones de las proyecciones.



[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice G. Manejo de Residuos

Descripción General

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del manejo de residuos incluyen:

- Manejo de residuos sólidos urbanos– emisiones de metano (CH₄) de rellenos sanitarios (RS) lo cual representa CH₄ potencial que es incinerado o capturado para la producción de energía (esto incluye tanto rellenos sanitarios abiertos como cerrados);¹⁰³
- La incineración y quema a cielo abierto de residuos – emisiones de CH₄, dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (N₂O) de la combustión de residuos sólidos (ej. quema de residuos domésticos a cielo abierto) ; y
- Tratamiento y descarga de aguas residuales – El CH₄ y N₂O provenientes de las plantas de aguas residuales domesticas y el CH₄ de plantas de tratamiento de aguas residuales (AR) industriales.

Inventario y Proyecciones de los Casos de Referencia

Disposición de Residuos sólidos urbanos

Para el caso del manejo de residuos sólidos urbanos, los datos de emplazamiento para los RS se obtuvieron de estudios llevados a cabo por la Secretaria de Desarrollo Social (SEDESOL) compilados y disponibles a través del Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN).¹⁰⁴ Esta base de datos provee la masa anual de residuos sólidos urbanos por entidad federativa para el periodo de 1998 al 2006. Los valores históricos de población fueron utilizados para modelar emisiones históricas comenzando en 1960; igualmente se utilizaron las proyecciones de población para determinar los índices futuros de generación de residuos sólidos urbanos. Las proyecciones de la población estatal hasta el año 2025 fueron obtenidas de la Comisión Nacional de la Población (CONAPO). Las emisiones fueron modeladas usando el modelo de descomposición de primer orden (DPO) de las directrices 2006 del IPCC.¹⁰⁵

El término “generación” típicamente se refiere a todo residuo que entra a la corriente de residuos el cual incluiría la incineración de residuos, rellenos sanitarios, reciclado y composta. Sin embargo, como Coahuila no monitorea los residuos sólidos urbanos manejados vía incineración, reciclado, composta u otros métodos, se supone que todo el residuo generado (entrante a la corriente de residuos) se descompone en el relleno sanitario de acuerdo al modelo DPO, donde el residuo es tirado en rellenos sanitarios regulados y no regulados. Los residuos tratados por medio

¹⁰³ El CCS reconoce que las emisiones de N₂O y CH₄ también son producidas de la combustión de gas de relleno sanitario; sin embargo, estas emisiones tienden a ser insignificantes para los propósitos de desarrollar un inventario a nivel estatal para el análisis de la política. Observe que también el emitido CO₂ proveniente de los rellenos sanitarios es considerado como de origen biogénico (ej. Residuos de productos forestales, residuos de alimentos, residuos de jardines); por lo tanto, estas emisiones son excluidas de las estimaciones de CO₂e de la generación de residuos.

¹⁰⁴ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. *Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales*. Dimensión Ambiental, Residuos. Basado en estudios municipales conducido por (SEDESOL. En línea en: <http://www.semarnat.gob.mx/informacionambiental/Pages/index-sniarn.aspx>

¹⁰⁵ IPCC. *Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 5: Residuos*. En línea en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>



de la incineración a cielo abierto se supone que no entran a la corriente de residuos y por lo tanto no es deducido del total de la generación de residuos sólidos urbanos (Ej. residuo sólido manejado vía quema a cielo abierto no es capturado dentro de las estimaciones de generación de residuos sólidos urbanos del SNIARN).

La clasificación de residuo industrial (residuos de manejo especial) existe en la legislación mexicana¹⁰⁶; sin embargo, en la práctica, los residuos sólidos urbanos y los residuos industriales (residuos de manejo especial) son consolidados en los rellenos sanitarios. Por consiguiente, las emisiones adicionales/separadas no fueron estimadas para el residuo industrial ya que estas emisiones ya cuentan como parte de las emisiones de los rellenos sanitarios municipales.

La información sobre la clasificación de rellenos sanitarios (Ej. manejados vs. no manejados) no estuvo disponible; por lo tanto, el CCS aceptó los defectos del IPCC para el factor de corrección de metano (FCM, 0.6) y factor de oxidación (0%). El factor de corrección de metano (FCM) cuenta con el hecho de que los rellenos sanitarios sin manejar tienden a descomponerse en un ambiente aeróbico produciendo menos metano por unidad de residuo que el residuo en sitios manejados donde el residuo se descompone en una manera anaeróbica. El factor de oxidación toma en cuenta la cantidad de metano que se oxida (convertido de metano a CO₂ antes de que entre a la atmósfera). El factor de oxidación por defecto de 0% fue aceptado por el CCS debido a la expectativa de que muchos sitios no cuentan con una sustancial cubierta de suelo, por consiguiente se reduce la posibilidad de oxidación en la superficie. Es importante hacer notar que el CO₂ emitido de los RS es considerado como de origen biogénico (Ej. residuos de productos forestales, residuos de alimentos y residuos de jardines); por lo tanto, estas emisiones son excluidas de los estimaciones de CO₂e de los RS.

De acuerdo al programa Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC),¹⁰⁷ no existen proyectos de captura de gas de rellenos sanitarios actualmente en lugar o planeados en el futuro cercano en Coahuila. Por lo tanto no se hizo ninguna corrección para la recuperación de metano al inventario y proyección.

Otro factor utilizado para el Modelo de Residuo del IPCC para calcular las emisiones de metano en el RS es la composición del residuo en el RS. El IPCC provee por defecto la composición del residuo para Norte América. La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) también proveyó la información sobre la composición de los residuos sólidos urbanos a nivel nacional; sin embargo, los informes del UNFCCC sobre los proyectos MDL de Gas en los rellenos sanitarios de Valle Verde (Baja California), Ciudad Juárez (Chihuahua) y Monterrey II (Nuevo León) proveen los datos específicos de la composición de residuos sólidos urbanos con base en un estudio de residuos con destino al relleno sanitario (RS). Se asume que estos datos son más representativos de la composición del residuo en la región fronteriza de EE.UU (incluyendo Coahuila) y fueron usados junto con los datos nacionales de México para generar los resultados de la composición del residuo para el modelo del IPCC. La porción de la

¹⁰⁶ Ley General para la Prevención y gestión Integral de los Residuos, Artículo 5.

¹⁰⁷ UNFCCC, 2009. CDM Búsqueda de Proyecto. <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>. Referencia extraída de la Reserva de Acción Climático. *Protocolo de Reporte de Proyectos en Rellenos Sanitarios en México Recolección y Destrucción del Metano de los Rellenos Sanitarios; Versión 1.0.* Marzo 2009



composición del residuo para cada tipo de residuo en Coahuila se calculó tomando el promedio de la porción nacional de México, Valle Verde, Ciudad Juárez y Monterrey II de la composición total del residuo para cada tipo. El Cuadro G-1 muestra las opciones de los datos de la composición del residuo, incluyendo el promedio de los cuatro juegos de datos sobre la composición del residuo el cual fue usado para este inventario y proyección. Este cuadro también muestra que la composición de los residuos sólidos urbanos seleccionados para Coahuila es razonablemente similar a los datos por defecto del IPCC y a los nacionales de México.

Debido a que los residuos orgánicos son depositados en los rellenos sanitarios, algo de carbono en estos residuos no es liberado como gas de relleno sanitario y por consiguiente es secuestrado por un plazo largo en los RS. Tal secuestro de los residuos alimenticios y de jardines está considerado en este inventario y proyección. El secuestro de carbono en productos de papel y madera se considera como secuestro a largo plazo atribuido al sector forestal. Como se describió en el Apéndice de Silvicultura y Uso de Tierra; este I&P actualmente no cuenta con información sobre productos finales de madera en el estado fabricados y modelados (Ej. papel, madera, energía, residuos). Es muy probable que muchos de los residuos de productos forestales que son depositados en el RS de Coahuila provengan de fuentes de fuera del estado; por lo tanto, el secuestro en RS para estos tipos de residuos no se contempla en el I&P. Sin embargo, la cantidad de carbono secuestrado en los rellenos sanitarios de los residuos de alimentos y jardines se cuantifica utilizando los resultados de la composición del residuo antes mencionado para el RS de Coahuila y el Modelo de Residuos del IPCC, representados en los resultados mostrados abajo.

Cuadro G-1. Cifras de Composición de Residuos (% de Residuos sólidos urbanos)

Tipo de Residuo	Nacional MX	Relleno Sanitario Valle Verde	Relleno Sanitario Ciudad Juárez	Relleno Sanitario Monterrey II	Supuesta Composición de Residuo en Coahuila	Por Defecto del IPCC
Alimento	51.7%	36.7%	43.5%	38.4%	42.6%	33.9%
Jardín	0.0%	17.7%	3.6%	4.1%	6.3%	0.0%
Papel	14.4%	12.2%	15.2%	15.3%	14.3%	23.2%
Madera	0.0%	0.7%	1.4%	2.1%	1.1%	6.2%
Textil	1.5%	0.0%	0.0%	6.5%	2.0%	3.9%
Pañales	0.0%	0.7%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
Plásticos, otros inertes	32.4%	32.0%	36.3%	33.6%	33.6%	32.8%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Incineración y Quema a Cielo Abierto de Residuos

Existen dos tipos de combustión de residuos sólidos urbanos: 1) por incineración, y 2) por quema a cielo abierto. La incineración de residuos sólidos urbanos no está regulada por el estado.

Además, la quema a cielo abierto es común pero no reportada. Se asumió que la quema a cielo abierto es más común en áreas rurales donde los residentes no tienen acceso a servicios de manejo de residuos sólidos urbanos. La generación de residuos y la información específica de los

residuos en áreas rurales y urbanas no está disponible, llevando al CCS a hacer supuestos necesarios para completar la estimación de emisiones de esta fuente.

La CONAPO elaboró una proyección de población para cada estado en México incluyendo el detalle de la población en áreas consideradas como rurales (menos de 2,500 habitantes en el centro de población). Los datos de la CONAPO proporcionaron las proyecciones de la población rural para los años 2005 al 2025.¹⁰⁸ La población rural para 1990 al 2004 se calculó multiplicando la tasa de la población rural total por el total de la población por cada año reportado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).¹⁰⁹ Las estimaciones de generación de residuos sólidos urbanos per cápita del sector fuente de disposición de residuos fueron multiplicados por la población rural para producir un estimado de residuos generados y asumidos que fueron incinerados por medio de la quema a cielo abierto en cada año. Las emisiones de la quema a cielo abierto se calcularon usando los datos de la actividad en Coahuila desarrollados utilizando los métodos descritos arriba, así como los factores de emisión del IPCC.¹¹⁰

Tratamiento y Descarga de Aguas Residuales

Las emisiones de GEI derivadas del tratamiento de las aguas residuales domésticas e industriales también fueron estimadas. Los datos para estimar las emisiones del tratamiento de aguas industriales estuvieron limitados como se describe más adelante.

Tratamiento de Aguas Residuales Domésticas. Para el tratamiento de aguas residuales domésticas (municipales), las emisiones se calcularon utilizando las directrices del IPCC del 2006 y con base en la población del estado, fracción de cada tipo de tratamiento (Ej. planta de tratamiento aeróbico, laguna anaeróbica, sistema o tratamiento por letrina), y los factores de emisiones para N₂O y CH₄.¹¹¹ Los factores claves de las emisiones del IPCC se muestran en el Cuadro G-2.

El 91% de los residentes del estado de Coahuila cuenta con servicio de alcantarillado de acuerdo a las estadísticas de vivienda publicadas por el INEGI¹¹² y se supone que el 9% de la generación de aguas residuales domésticas no es colectada.¹¹³ La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) proveyó de la capacidad de tratamiento para el agua residual de todo el estado por sistema de tratamiento. Esta información se utilizó para analizar la población cuya agua residual es

¹⁰⁸ Proyecciones de población estatal obtenidas del CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

¹⁰⁹ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>.

¹¹⁰ IPCC, 2006. "Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Volumen 5: Residuos." Capítulo 5: Incineración y Quema a Cielo Abierto de Residuos. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_5_Ch5_IOB.pdf.

¹¹¹ IPCC, 2006. "Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Volumen 5: Residuos." Capítulo 6: Tratamiento y Descargas de Aguas Residuales. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_6_Ch6_Wastewater.pdf

¹¹² INEGI. *Censos Generales de Población y Vivienda*: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>

¹¹³ Adquirida en mayo, 2008 en: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/sistemas/conteo2005/iter2005/selentcampo.aspx>



colectada por el alcantarillado de la ciudad por cada tipo sistema de tratamiento.¹¹⁴ Se hicieron tres supuestos en el proceso de asignar los flujos de aguas residuales a cada ruta de descarga; 1) toda agua residual colectada por el sistema de alcantarillado es tratada por la planta de tratamiento de aguas residuales; 2) el agua residual no colectada es tratada en letrinas, y 3) las emisiones de óxido nitroso directo se producen en las plantas de tratamiento aeróbico centralizado y las emisiones de óxido nitroso indirecto se derivan de la descarga del efluente de aguas residuales de los sistemas de tratamiento anaeróbico a los ambientes acuáticos.

La Figura G-1 muestra el sistema de tratamiento de aguas residuales y las rutas de descarga para Coahuila con la fracción del efluente relacionado por cada sistema. Las emisiones de aguas residuales domesticas fueron proyectas con base en el crecimiento de la población proyectada para 2005-2025 para una tasa de crecimiento del 1.00% anual.¹¹⁵

G-2. Factores de Emisión del IPCC para Tratamiento de Aguas Residuales Domesticas

Sistema de Tratamiento	Factor de Emisión de N ₂ O	Factores de Emisión CH ₄		
		FCM	B ₀ (kg CH ₄ /kg DOB)	DOB (g/persona/día)
Letrina	n/a	0.5	0.6	40
Laguna Anaeróbica	n/a	0.8	0.6	40
Sistema Séptico	n/a	0.5	0.6	40
Planta de tratamiento aeróbico centralizado	3.2 g N ₂ O/persona/año ^a	0.3	0.6	40
Descarga de efluente a ambiente acuático	0.005 kg N ₂ O-N/kg N ^b	n/a	n/a	n/a

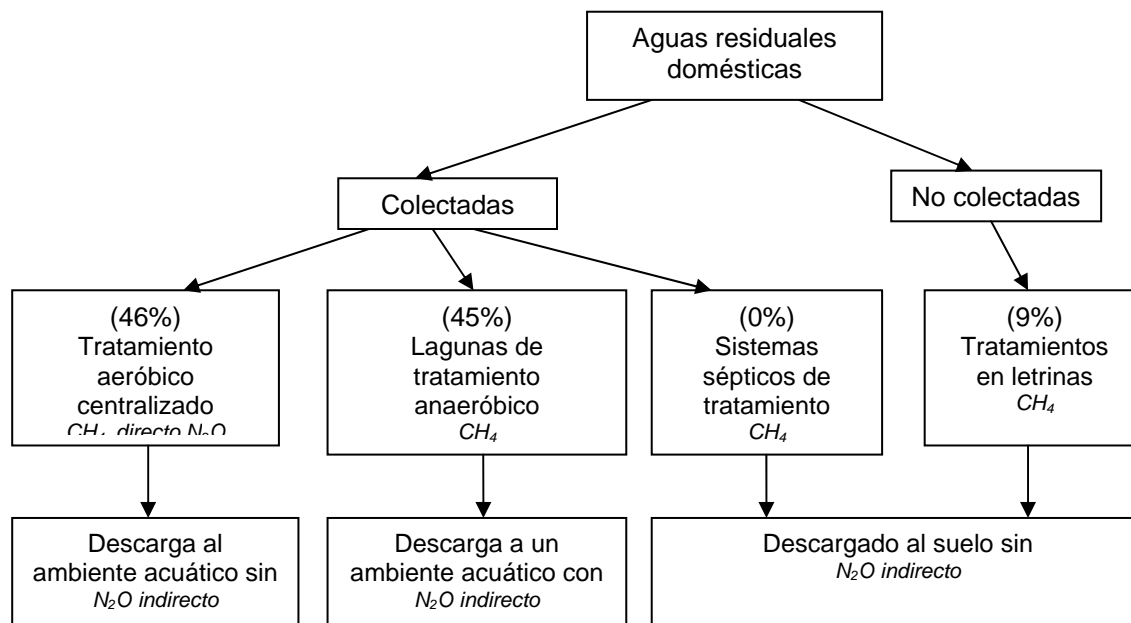
^a Factor de emisión para emisiones directas de óxido nitroso

^b Factor de emisión para emisiones indirectas de óxido nitroso

¹¹⁴ Consejo Nacional del Agua, 2007. *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación*. México: CONAGUA.

¹¹⁵ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx.Proyecciones> de población estatal fueron obtenida de la CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

Figura G-1. Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales y Rutas de Descarga



Los métodos para estimar las emisiones de metano y óxido nitroso provenientes del tratamiento de aguas residuales (AR) se describen por separado:

- a. Aguas residuales domesticas (AR)-metano: por cada opción de tratamiento, el metano se calcula como la fracción de la población que utiliza el sistema de tratamiento, la capacidad del sistema para generar metano con base en la demanda de oxígeno biológico (DOB), y la generación del DOB per cápita de la población del estado. Esto se describe por medio de la siguiente fórmula:

$$Emisiones_{CH_4} = \sum_j [U_j \times B_o \times FCM_j] \times P \times DOB \times 325.25$$

En donde:

U_j = fracción de la población conectada al sistema de alcantarillado j

B_o = máxima capacidad de generación de metano

FCM_j = factor de corrección de metano

j = sistema de tratamiento/opción

P = población

DOB = DOB per cápita por día

325.25 = días en el año

- b. Aguas residuales domesticas (AR)-óxido nitroso: las emisiones ocurren en las plantas de tratamiento aeróbico y durante la descarga del efluente a ambientes acuáticos. Las emisiones de las plantas de tratamiento aeróbico se calculan como la fracción de la población que recibe el servicio por parte de la planta multiplicado por el factor de emisión de la planta por defecto (ver IPCC del 2006, Volumen 5, Formula 6.9). El CCS correlacionó las categorías de tratamiento en operación en el estado de los datos en las publicaciones de la CONAGUA con las categorías de tratamiento descritas en las directrices del IPCC. Como parte de este



ejercicio, todos los sistemas de tratamiento aeróbicos fueron correlacionados bajo una sola categoría del IPCC abarcando todos los sistemas aeróbicos, particularmente, las plantas aeróbicas centralizadas. Para el proceso de tratamiento aeróbico, la fórmula para calcular las emisiones de N₂O es como sigue:

$$N_2O_{PLANTA} = P \times T_{PLANTA} \times P_{IND-COM} \times EF_{PLANTA}$$

En donde:

Plantas de N₂O = total de las emisiones de N₂O de las plantas en año inventario, kg N₂O/año

P = población humana

T_{PLANTA} = % del grado de utilización de plantas de tratamiento de aguas residuales aeróbicas modernas y centralizadas. Esta fracción se determinó como el índice de capacidad de tratamiento nitrificado/desnitrificado en todo el estado para obtener el total de la capacidad de tratamiento multiplicado por la fracción de la población que está conectada al drenaje.

F_{IND-COM} = factor para permitir la co-descarga de nitrógeno industrial al drenaje; valor por defecto de 1.25.

EF_{PLANTA} = factor de emisión, 3.2 g N₂O/persona/año.

La mayoría de las emisiones de óxido nitroso ocurren por la descarga del efluente de las aguas residuales que finalmente es liberada a los ambientes acuáticos. El efluente contiene niveles de residuos de sustancias ricas en nitrógeno que eventualmente se descomponen y liberan emisiones de óxido nitroso. Esta estimación es regida por la población y la cantidad de consumo de proteína per cápita.

$$Emisiones_{N_2O} = P \times Proteína \times F_{FNP} \times F_{IND-COM} \times EF \times (44/28)$$

En donde:

P = población

Proteína = índice de consumo anual de proteína per cápita. De acuerdo a la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), el índice promedio de 1990 a 2003 para México es de 31 kg/persona/año.

F_{FNP} = fracción de nitrógeno en proteína.

F_{IND-COM} = factor para permitir la co-descarga de nitrógeno industrial al drenaje; valor por defecto de 1.25

EF = factor de emisión, el producto de B₀ y los factores de FCM

(44/28) = factor de conversión N a N₂O.

Tratamiento de Aguas Residuales Industriales. Para las emisiones de aguas residuales industriales, el IPCC provee supuestos y factores de emisión por defecto para los cuatro sectores industriales: Malta y Cerveza, Carnes Rojas y Aves, Pulpa y Papel, y Frutas y Vegetales. El INEGI provee datos sobre el procesamiento de carnes rojas.¹¹⁶ No existen datos disponibles para el procesamiento de malta y cerveza, pulpa y papel, frutas y vegetales ni aves. Los datos de la producción industrial actual para las carnes rojas se utilizaron para estimar las emisiones para los años históricos de 2002-2007 junto con los factores de emisiones del IPCC para la producción de

¹¹⁶ Instituto Nacional de Estadística y Geografía. *Estadísticas de Ganado en Rastros Municipales por Entidad Federativa 2002-2007*. En línea en: <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/espanol/proyectos/coesme/programas/programa2.asp?clave=063&c=10984>.



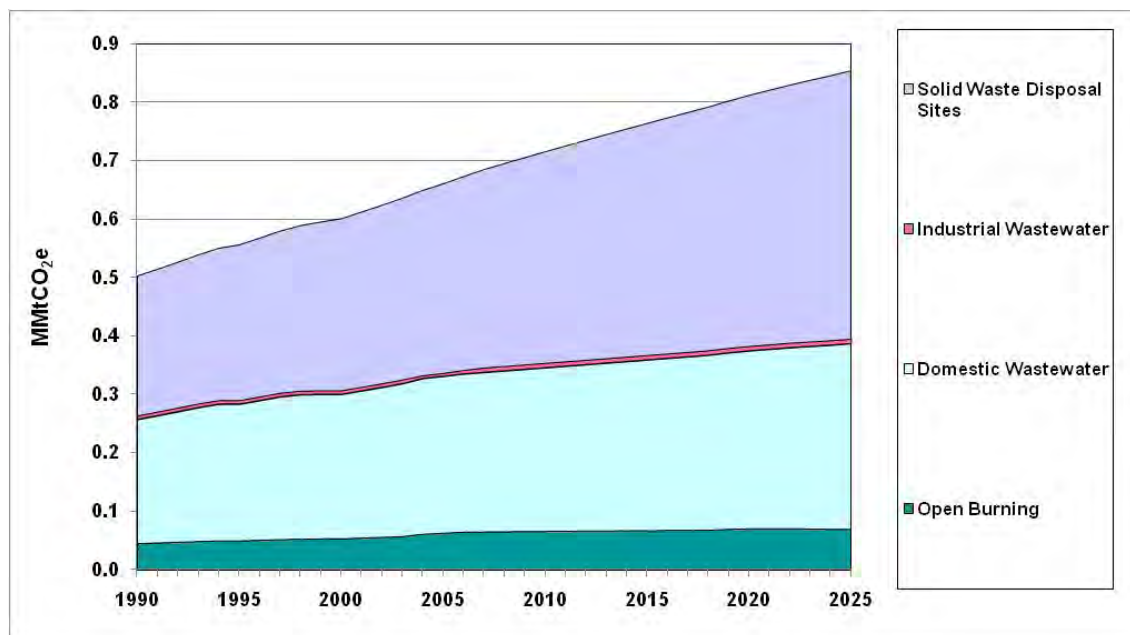
carnes rojas. Se hizo referencia a las emisiones de 1990 asumiendo que la actividad en cada año (1990 al 2001) fue igual a la actividad del 2002 donde no se procesó agua residual industrial. Las emisiones fueron proyecciones suponiendo que las emisiones en cada año serían igual a las estimaciones de emisiones de 2007.

Resultados

La Figura G-2 y el Cuadro G-3 muestran las estimaciones de las emisiones para cada sector de manejo de residuos. En conjunto, la Figura G-2 muestra que el sector representa el 0.66 MTmCO₂e de las emisiones brutas en el 2005 y las emisiones brutas son estimadas en 0.85 MTmCO₂e/año en el 2025. Como se muestra en el Cuadro G-3, la contabilización para el almacenamiento de carbono de RS lleva a estimaciones de emisiones netas de 0.59 MTmCO₂e y 0.77 MTmCO₂ para el 2005 y 2025 respectivamente.

Como se muestra en el Cuadro G-4 en 2005, las fuentes más grandes en el sector de manejo de residuos fueron las emisiones de RS y las emisiones de aguas residuales domesticas representando el 48% y el 42% de las emisiones totales del sector. Para el 2025, la contribución de emisiones de RS (54%) y las emisiones de aguas residuales domesticas (37%) cambiarán levemente a partir del 2005. Las emisiones de la quema a cielo abierto representan el 9% y el 8% de las emisiones totales del sector en 2005 y 2025 respectivamente. Las emisiones de las aguas residuales industriales contribuyeron mínimamente a las emisiones del sector de residuos; sin embargo, los datos para solamente la producción de carnes rojas estuvieron disponibles. La contribución relativa de los RS disminuye al punto donde los valores de la destrucción de metano relativos a las emisiones son los más altos (2010,2015).

Figura G-2. Emisiones Brutas de GEI Derivadas del Manejo de Residuos en Coahuila



Fuente: Basado en el enfoque descrito en el texto

Cuadro G-3. Emisiones de GEI derivadas del Manejo de Residuos en Coahuila (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos Sólidos Urbanos	0.24	0.27	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.46
Quema a Cielo Abierto	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07
Aguas Residuales Domesticas	0.21	0.23	0.25	0.27	0.28	0.29	0.30	0.32
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total de Emisiones Brutas	0.50	0.56	0.60	0.66	0.72	0.76	0.81	0.85
Carbono almacenado en RS	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08
Total de Emisiones Netas	0.45	0.50	0.54	0.59	0.64	0.69	0.73	0.77

Cuadro G-4 Distribución de Emisiones de GEI en el Sector de Manejo de Residuos

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos Sólidos Urbanos	48%	48%	49%	49%	51%	52%	53%	54%
Quema a Cielo Abierto	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	8%
Aguas Residuales Domesticas	42%	42%	41%	40%	39%	38%	37%	37%
Aguas Residuales Industriales	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Incertidumbres principales y Necesidades Futuras de Investigación

De acuerdo a las Directrices del IPCC, un modelo descomposición de primer orden para estimar las emisiones de sitios de disposición de residuos sólidos urbanos contienen incertidumbres inherentes las cuales se describen a continuación:

- La descomposición de los componentes de carbono a metano involucra una serie de reacciones químicas complejas y pudiera no siempre seguir la reacción de primer orden. Las reacciones de orden más altas pudieran estar involucradas y las índices de reacción variarían con las condiciones en el sitio específico de disposición de residuos sólidos (RS). Las reacciones pudieran estar limitadas por los accesos restringidos al agua y a las variaciones locales en poblaciones de bacterias;
- Los residuos sólidos urbanos son heterogéneos. Las condiciones tales como temperatura, humedad, composición de residuos y compactación varían considerablemente aun dentro de un sitio simple y aun más entre sitios diferentes en un país. La selección de valores típicos “promedio” de los parámetros para todo un país es difícil; y
- El uso del método DPO presenta una incertidumbre adicional asociada con las tasas de descomposición (vidas-medias) y cantidades históricas de disposición de residuos. Ninguna de estas es bien comprendida o investigada a profundidad.

Otra fuente de incertidumbre es la calidad de la información de la actividad. Los valores de la acumulación de los residuos disponibles por parte de la SEMARNAT están basados en las tasas de población y generación de residuos per cápita. Los registros actuales de la acumulación de residuos por sitio no estuvieron disponibles para todas las instalaciones de disposición de residuos. Un amplio juego de registros de acumulación reduciría algunas de las incertidumbres relacionadas con las emisiones de metano en RS. El CCS usó el total de la población estatal para modelar la generación de residuos para el residuo que se encuentra enterrado; sin embargo, como se observó bajo la discusión para quema a cielo abierto, por lo menos parte del residuo generado en áreas rurales no está enterrada. Los estudios de manejo de residuos sólidos urbanos en el estado podrían mejorar en el momento que estos supuestos iniciales de residuo urbano se compararan con el manejo de residuo rural.

También los datos de la composición del residuo usados para Coahuila están representados por un solo relleno sanitario pero podría no ser representativo de todo el estado aunque este es el supuesto hecho en este análisis. Adicionalmente, solamente los proyectos de recuperación de metano reconocidos por el programa MDL de la UNFCCC fueron contemplados para este análisis. Es posible que en el futuro el gas de relleno sanitario en rellenos sanitarios manejados en Coahuila sea capturado y destruido durante el periodo de proyección (Ej. debido al incremento en los programas populares de compensación de carbono).

Las cantidades de residuos quemadas a cielo abierto en sitios residenciales fueron estimadas asumiendo que la porción rural de la población de Coahuila lleva a cabo la quema a cielo abierto. Como algunos de estos residuos pudieran ser depositados en el RS, este supuesto es muy probable que conduzca a una sobre estimación; sin embargo, esta sobre estimación podría ayudar a corregir el supuesto que no se lleva a cabo ninguna quema a cielo abierto (o incineración) en áreas urbanas las cuales probablemente no sean el caso. Las emisiones resultantes de la quema a cielo abierto de residuos sólidos urbanos incluyen CO_2 biogénico el cual es liberado como resultado de la combustión de residuos de papel, madera, alimentos y jardinería y cualquier otro material de residuo biogénico. Sin embargo, debido a la combustión de CH_4 y N_2O , las emisiones podrían ser importantes e incluidas en el inventario como una fuente de GEI antropogénica. El CO_2 , CH_4 , y N_2O de carbono con base en combustibles fósiles en fuentes tales como plástico y llantas también están incluidas. Claramente, esta estimación inicial de emisiones de la quema a cielo abierto de residuos sólidos urbanos puede ser ampliamente mejorada por medio de estudios por parte de expertos en residuos sólidos urbanos en Coahuila.

Para el sector de aguas residuales, las incertidumbres principales están relacionadas con la aplicación de los valores por defecto del IPCC para los parámetros listados en el anterior Cuadro G-2. Estas emisiones serán subestimadas hasta el punto que el metano adicional esté siendo generado fuera del proceso de tratamiento anaeróbico. Las emisiones potenciales (principalmente N_2O) de los lodos de la planta de tratamiento que se aplican a la superficie de los rellenos sanitarios o de otra manera, las aplicadas al suelo no fueron cuantificadas en este inventario.

Para las aguas residuales industriales, las emisiones solamente se estimaron para la industria de las carnes rojas usando la información del estado. No existen datos para las plantas de procesamiento de malta y cerveza, frutas y vegetales, o procesamiento de aves. Debido a que

estas industrias están presentes en Coahuila, las emisiones de las aguas residuales industriales serán subestimadas.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

Descripción General

Las emisiones procedentes de la silvicultura y del uso de suelo se refieren principalmente al flujo¹¹⁷ de dióxido de carbono (CO₂) proveniente de los bosques y de las plantas madereras perennes en Coahuila lo cual representa el 2% de la extensión territorial del estado¹¹⁸

Actualmente, existen aproximadamente 400,000 hectáreas de bosques y 20,000 hectáreas de cultivos de plantas perennes en Coahuila. Además del flujo de CO₂ forestal, el CO₂ adicional es emitido o secuestrado dentro de los bosques urbanos. Emisiones adicionales de GEI pueden ocurrir de otras prácticas de uso de tierra, incluyendo la aplicación de fertilizantes no agrícolas.

A través de la fotosíntesis, los árboles y las plantas toman el dióxido de carbono y lo convierten en biomasa forestal. Las extracciones y emisiones de dióxido de carbono se derivan de la respiración en los árboles vivos, la desintegración de la biomasa sin vida, y la combustión (tanto de incendios forestales como de biomasa extraída de los bosques para consumo energético). Asimismo, cuando se cosecha la biomasa forestal para su uso en productos de madera durables, el carbono se almacena durante largo tiempo. El flujo de dióxido de carbono es el balance neto entre las extracciones de dióxido de carbono de la atmósfera y las emisiones hacia la misma, proveniente de los procesos anteriormente descritos.

De acuerdo a las Directrices del IPCC de 2006, el sector de Silvicultura y Uso de Suelo incluye seis categorías de uso de suelo: 1) tierras forestales, 2) tierras de cultivo, 3) pastizales, 4) humedales, 5) asentamientos, y 6) otras tierras.¹¹⁹ Los humedales no representan uno de los principales usos de suelo en Coahuila. Las pérdidas de carbono terrestre también se pueden dar durante la conversión de prados al uso agrícola o desarrollado (es decir cambio de uso de tierra); sin embargo, no fueron identificados datos para cuantificar esta fuente potencial en Coahuila. En este inventario, la silvicultura y el flujo de CO₂ en el sector de uso de tierra están clasificados en dos subsectores primarios:

- *Terrenos Forestales [Categorías del IPCC: Tierras forestales que permanecen como tales y Terrenos Convertidos a Terrenos Forestales]:* consiste en el flujo de carbono que se presenta en terrenos que no forman parte del paisaje urbano. Los flujos que se contemplan son el secuestro neto de carbono, el carbono almacenado en los productos de madera cosechada (PMC), y las emisiones generadas por los incendios forestales y la quema prescrita.
- *Otro Uso de Suelo:* Contemplan las Plantas Madereras Perennes [Categoría del IPCC: Tierras de Cultivo que Permanecen como Tal] que incluyen flujo de carbono generado por las tierras de cultivo que contiene la vegetación maderera perenne tal como la palma de

¹¹⁷ “Flujo” se refiere a las emisiones de CO₂ a la atmósfera y a su remoción (sumideros) de CO₂ de la atmósfera.

¹¹⁸ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG),

http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/estados/bc/agr_veget.cfm?c=1215&e=02&CFID=1762489&CFTOKEN=31412962

¹¹⁹ El IPCC define el concepto de otras tierras como los suelos desérticos, rocosos, congelados y la tierra no incluida en alguna de las cinco categorías de uso de suelo.



aceite y huertos de frutas y nueces. Los flujos incluyen la acumulación de biomasa y la remoción de arboles.

Los asentamientos (incluyendo los flujos de carbono forestal urbano) son otras fuentes que podrían ser incluidas aquí si la información estuviese disponible. Los flujos netos de carbono para pastizales y otras tierras no se consideran significativos y la información para cuantificarla no se encuentra disponible. Tampoco se incluyen los flujos de carbono asociados con los cambios en el manejo de las tierras de cultivo que incluye pérdidas y ganancias de carbono orgánico debido a la falta de información. Finalmente, como se mencionó anteriormente, los humedales no son terrenos de uso significativo en Coahuila.

Inventario y Proyección de los Casos de Referencia

Terreno Forestal

Las Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (2006 IPCC) plantean dos métodos para calcular el flujo de carbono. Con base en la información disponible sobre Coahuila, se adoptó el método de "Pérdidas y Ganancias" mediante el cual el cambio anual en las reservas de carbono en la biomasa de terrenos forestados se expresa como el incremento anual en las reservas de carbono debido al crecimiento de la biomasa menos la reducción anual de las reservas de carbono debido a la pérdida de biomasa:

$$\Delta C_B = \Delta C_G - \Delta C_L$$

En donde:

ΔC_B = cambio anual en las reservas de carbono en la biomasa considerando el área total expresada en toneladas (t) de carbono (C) por año (a), tC/a;

ΔC_G = incremento anual en las reservas de carbono debido al aumento de biomasa en cada sub-categoría considerando el área total tC/a;

ΔC_L = reducción anual en las reservas de carbono debido a la pérdida de biomasa en cada sub-categoría considerando el área total, tC/a.

El incremento anual en las reservas de carbono debido al aumento de biomasa (ΔC_G) se calcula para cada tipo de vegetación como sigue:

$$\Delta C_G = \sum A_i \cdot G_{wi} \cdot (1+R) \cdot CF_i$$

En donde:

A = superficie del terreno, ha;

G_G = crecimiento de la biomasa aérea, t masa seca (d.m.) ha⁻¹ año⁻¹;

R = Rango de biomasa subterránea y la biomasa aérea, t d.m. biomasa subterránea por tonelada d.m. biomasa aérea; y

CF = fracción de carbono de material seca, tC/t d.m.

Las estimaciones para la madera muerta y fondos de carbono de basura no fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que los bonos de estos fondos no están cambiando con el pasar del tiempo si el terreno permanece dentro de la misma categoría de uso de tierra.

La información forestal fue obtenida de los estudios topográficos llevados a cabo en 1990 y en 1995 por la Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO) en la Evaluación de los Recursos Forestales Mundiales (FRA).¹²⁰ Para poder suplir los datos históricos faltantes, los valores de la superficie del suelo para 1991-1994 fueron interpolados de los datos de 1990 y 1995 y se supuso que el área media anual para el periodo de 1996-2025 permanecería constante a partir de 1995. Los datos de la FAO solo proveen el área total forestal. El área forestal fue asignada a zona climática y a tipos de bosques usando un estudio de 2002 de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).¹²¹ Este estudio divide la superficie de tierras forestales en bosque y selvas. Los bosques fueron asignados a sistemas montañosos templados y las selvas fueron ubicadas bajo la categoría de sistemas montañosos sub-tropicales con base en el criterio del IPCC.¹²² Para Coahuila, los estudios de la SEMARNAT clasifican a todos los bosques en la categoría de “bosques”; por lo tanto, todas las áreas de superficies forestadas se supone que están dentro de la categoría de sistema montañoso templado como se muestra en el Cuadro H-2.

INEGI cuenta con datos más recientes y más detallados sobre tierras forestales.¹²³ Sin embargo, los datos disponibles como mapas digitales requirieron de un proceso que fue más allá de los recursos de este proyecto preliminar de I&F. Debido a la contribución relativamente pequeña del sector forestal de Coahuila, el juego de datos menos preciso y el de menos recursos fue seleccionado para este inventario. Un aspecto importante de los datos que se muestran en el Cuadro H-2 es la pérdida aparente de cerca de un 9% de los terrenos forestales en Coahuila durante este tiempo. No está claro si esta gran pérdida aparente de terrenos forestales es real o es una manipulación en los datos de los estudios de la FAO.

Cuadro H-2. Descripción de Tierras Forestales y Cobertura

Dominio Climático (i)	Zona Ecológica (j)	1990 (ha)	1995 (ha)
Sub-Tropical	Sistema Montañoso	0	0
Templado	Sistema Montañoso	467,400	426,600

En el Cuadro H-3 se indican los valores usados para los factores de conversión de carbono, G_{total} , R y CF tomados de las Directrices del IPCC de 2006.¹²⁴

¹²⁰ FRA 2000 *Bibliografía Comentada Cambios en la Cobertura Forestal: México*, Departamento de Montes, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Agosto, 2000.

¹²¹ SEMARNAT. Compendio de Estadísticas Ambientales, 2002. México, D.F., 2003.

¹²² Cuadro 4.5, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC.

¹²³ Mapas de uso de suelo y vegetación son referenciados como: conjunto uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, datum ITRF 92, formato SHP, seris I, II y III, clave D1502

¹²⁴ El Cuadro 4.9, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC de 2006 indica los valores de crecimiento de la biomasa neta aérea en los bosques naturales expresada como una amplia gama de valores plausibles. Con el fin de hacer una estimación conservadora de los sumideros de carbono, se seleccionaron los valores del extremo bajo.



Cuadro H-3. Factores Usados para Estimar la Ganancia de Carbono en el Bosque de Coahuila

Factor		Valor	Unidades
Crecimiento de la biomasa aérea	G_{total}	0.5	t d.m. ha ⁻¹ año ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	t d.m. biomasa subterránea por t d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	tC/t d.m.

Se deben considerar varios factores al calcular la reducción anual de las reservas de carbono derivada de la pérdida de biomasa (ΔCL), incluyendo la explotación de productos de madera, la extracción de leña de los bosques, y las pérdidas de reservas de carbono derivadas de alteraciones tales como incendios o plagas. Se calcularon las disminuciones en las reservas de carbono debidas a alteraciones y la explotación de la madera; sin embargo, no se contó con información relacionada con la extracción de leña para combustible. Por lo tanto, la reducción anual en las reservas de carbono se calculó como la suma de las pérdidas de carbono debidas a alteraciones ($L_{alteración}$) y a la extracción de madera ($L_{extracción}$), conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta C_L = L_{extraccion} + L_{alteracion}$$

Los datos del área superficial forestal alterada por incendio y enfermedad fueron obtenidos de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional Forestal (SEMARNAT).¹²⁵ Los datos de enfermedades forestales fueron obtenidos para 1990-2008. El área alterada por incendios para 2009-2025 se estimó como el promedio de los valores de 2004-2008. Para incendios forestales, los datos fueron obtenidos para los años de 1995 al 2006; los valores para 1990-1995 fueron estimados tomando el promedio de los valores para 1995-2005; y los valores para 2007-2025 fueron estimados como el promedio de los valores de 2002-2006. Las pérdidas de reservas de carbono debido a las alteraciones fueron calculadas usando números de conversión por defecto establecidos en el Cuadro H-4 y calculó como sigue:

$$L_{alteracion} = \{A_{alteraciones} \cdot B_w \cdot (1 + R) \cdot CF \cdot fd\}$$

En donde:

$L_{alteracion}$ = otras perdidas de carbono anuales, expresadas en toneladas de C/año;

$A_{alteracion}$ = área afectada por las alteraciones, en ha/año;

B_w = promedio de biomasa aérea en tierras afectadas por las alteraciones, expresados en toneladas de m.s./ha;

R = relación entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea, en la que (toneladas de m.s. subterránea)/ (toneladas de m.s. aérea).

¹²⁵ SEMARNAT, Anuario Estadístico de la Producción Forestal, <http://www.semarnat.gob.mx/gestionambiental/forestalysuelos/Pages/anuariosforestales.aspx>.

CF = Fracción de carbono de la materia seca, expresada en toneladas de C / (toneladas de m.s.) y

fd = fracción de biomasa perdida en la alteración.

Cuadro H-4. Factores de Conversión de Área Forestal a Contenido de Carbono

Factor		Valor	Unidades
Biomasa aérea	B_w	50	toneladas d.m. ha ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	toneladas d.m.biomasa subterránea por toneladas d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	toneladas C/toneladas d.m.
Fracción de biomasa perdida en incendio	fd	0.90	Sin unidad
Fracción de biomasa perdida por enfermedad o plaga	fd	0.10	Sin unidad

Las emisiones distintas al CO₂ provenientes de fuegos forestales también fueron calculadas. Los factores de emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) de las Directrices del IPCC de 2006¹²⁶ se aplicaron a toneladas de biomasa quemada, como se calculó usando los factores en el anterior Cuadro H-4.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para los años de 1990 al 2005 se obtuvo información sobre la cosecha de madera. La pérdida de carbono debido a la cosecha de madera se calculó como:

$$L_{extracciones} = BCEF_R \cdot (1 + R) \cdot CF$$

En donde: $BCEF_R$ es el factor de conversión y expansión de la biomasa o de biomasa aérea por volumen de madera cosechada [t biomasa por metro cúbico (m³) de volumen de madera].

Los valores para $BCEF_R$ se muestran en el siguiente Cuadro H-5. Debido a la falta de información, el almacenamiento a largo plazo en los resultantes productos de madera durable (Ej. Muebles, madera) no se consideró en este inventario.

Cuadro H-5. Factores de Conversión y Expansión de Biomasa

Zona Climática	Tipo de Bosque	$BCEF_R$ (t biomasa/m ³ de madera)
Templado	Maderas duras	1.55
Templado	Pinos	0.83

Otro Uso de Tierra

No se identificaron datos de emisiones de GEI en otros usos de suelo en Coahuila salvo en las cosechas de cultivos madereros perennes. Estas otras fuentes/sumideros incluyen el flujo de

¹²⁶ Factores de emisiones para bosques no tropicales del Cuadro 2.5 of Volumen 4 (4.7 g CH₄ /kg de biomasa y 0.26 g N₂O/kg biomasa).

carbono forestal urbano, el uso de fertilizantes en suelos con asentamientos, flujo de carbono en prados y otras tierras.

Cosechas de Cultivos Madereros Perennes. Los únicos datos disponibles para cosechas de cultivos madereros perennes fueron el total del área y el área cosechada para el periodo de 1989 a 2006 del Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta (SIACON). Las áreas de cosecha para 2007-2025 permanecieron constantes a los valores promedios de 2002-2006. En el Cuadro H-6 se indican los cultivos madereros identificados en el SIACON así como se muestran los datos para el periodo de 1990 y 2006.

Se supuso que el área cosechada fuera el área superficial de árboles maduros, mientras se supuso que la diferencia entre el área total y área cosechada fuera el área superficial de árboles inmaduros. El cambio en carbono para árboles maduros ($\Delta C_{B,M}$) se estimó tomando la diferencia entre la biomasa total durante un año dado (n) y la biomasa total para el año anterior (n-1):

$$\Delta C_{B,M} = B_{w,n} \cdot A_n - B_{w,n-1} \cdot A_{n-1}$$

En donde:

A = área de suelo, ha;

B_w = biomasa aérea promedio, t d.m./ ha.

Se supuso que los arboles inmaduros ganan carbono cada año y se estima como:

$$\Delta C_{B,I} = G_{w,n} \cdot A$$

En donde: G_w = crecimiento de la biomasa aérea, tonelada d.m. ha⁻¹ año⁻¹.

El cambio total en carbono para cultivos madereros se estimó como la suma del flujo de carbono para arboles maduros e inmaduros:

$$\Delta C_B = \Delta C_{B,M} + \Delta C_{B,I}$$

Los valores por defecto para la biomasa subterránea para sistemas agrícolas no están disponibles. Según las Directrices del IPCC, el supuesto por defecto es que no hay cambio en la biomasa subterránea de los arboles perennes en los sistemas agrícolas.¹²⁷ Las estimaciones para la madera muerta y fondos de carbón de basura tampoco fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que las reservas para estos fondos no están cambiando con el tiempo si el terreno permanece dentro de la misma categoría de uso de suelo.

¹²⁷ Mientras que la remoción de los arboles maduros probablemente den como resultado perdida de biomasa subterránea, las directrices de 2006 del IPCC establecen que para las estimaciones del Nivel 1, las directrices del IPCC 2006, no se supone ningún cambio, Sección 5.2.1.2 del Volumen 4.

Cuadro H-6. Superficie de Cultivos Madereros Perennes en Coahuila para 1990 y 2006

Nombre del Cultivo		1990 Área Total (ha)	1990 Área Cosechada (ha)	2006 Área Total (ha)	2006 Área Cosechada (ha)
Aceituna	olive	-	-	-	-
Aguacate	avocado	17	0	-	-
Algarrobo	carob tree	-	-	-	-
Almendra	almond	-	-	-	-
Chabacano	apricot	3	0	7	1
Ciruela	prunes	71	40	33	33
Citricos	citric tree	-	-	-	-
Dátil	dates	37	6	15	4
Durazno	peaches	235	164	95.5	92.5
Eucalipto	eucalyptus	-	-	-	-
Frutales Varios	various fruits	421	392	-	-
Granada	pomegranate	8	8	8	8
Guayaba	guayaba	-	-	-	-
Higo	fig	-	-	-	-
Limón	lime	-	-	-	-
Macadamia	macadamia	-	-	-	-
Mandarina	tangerine	-	-	-	-
Manzana	apple	10,436	9,606	7,308	7,308
Membrillo	quince	9	8	3	3
Mostaza	mustard	-	-	20	20
Naranja	orange	-	-	-	-
Nectarina	nectarine	-	-	-	-
Nuez	walnut	12,202	10,379	13,435	11,955
Palma De Ornato	palm	-	-	-	-
Palma De Ornato (planta)	palm	-	-	-	-
Pera	pear	6	6	-	-
Pistache	pistache	80	0	-	-
Toronja (pomelo)	grapefruit (pomelo)	-	-	-	-
Uva	grapevine	3,864	3,700	395	395
Total		27,248	21,308	24,311	19,729

Cuadro H-7. Factores de Conversión de Contenido de Área de Cultivos Madereros a Contenido de Carbono

Factor		Valor	Unidades
Biomasa aérea	B_w	63	toneladas d.m. ha ⁻¹
Crecimiento de biomasa aérea	G_w	2.1	toneladas d.m. ha ⁻¹ año ⁻¹

Resultados

En el Cuadro H-8 se presenta el resumen del flujo de carbono que obedece a las prácticas de silvicultura y uso de suelo. En el 2005, el flujo de carbono para tierras forestales y sistemas agrícolas de arboles perennes se calculó en un secuestro neto de 0.55 MTmCO₂e. El análisis de los registros históricos indica que 1) el crecimiento de la biomasa en las zonas boscosas de

Coahuila excede la disminución de carbono debido a las alteraciones (incendios forestales) y a la explotación de productos de madera combinada, y 2) la pérdida de biomasa se puede atribuir en gran parte a los incendios forestales.

Un dato importante y potencialmente significativo que falta es la cantidad de madera cosechada para usarse como combustible. También significativo en los datos históricos del Cuadro H-2 es la pérdida de aproximadamente 9% de sumideros de carbono forestal debido a las bajas estimaciones del área forestal entre 1990 y 1995. Hay que notar que cualquier pérdida asociada con las reservas de carbono debido a la limpieza y conversión de la tierra forestada no ha sido reflejada en los resultados. Además, los flujos de carbono proyectados permanecen estáticos pendientes de mejores y más nuevos datos para evaluar las tendencias en el área forestada así como los otros factores que contribuyen al flujo neto de carbono forestal.

Cuadro H-8. Flujo y Proyecciones de Casos Alternos sobre Silvicultura y Uso de Suelo (MTmCO₂e)

Subsector	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Terrenos forestados	-0.46	-0.52	-0.53	-0.53	-0.43	-0.43	-0.43	-0.43
<i>Crecimiento</i>	-0.62	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56
<i>Incendios (perdidas de carbono)</i>	0.08	0.02	0.01	0.01	0.05	0.05	0.05	0.05
<i>Incendios (CH₄ y N₂O)</i>	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Enfermedad</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Madera Cosechada</i>	0.07	0.02	0.02	0.02	0.08	0.08	0.08	0.08
Cultivos Madereros Perennes	-0.01	-0.01	-0.02	0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
Flujo Total de Carbono	-0.48	-0.53	-0.55	-0.55	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46
Total (incluyendo CH₄ and N₂O)	-0.48	-0.52	-0.54	-0.55	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46

NOTA: los totales no suman exactamente debido al redondeo independiente.

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación Futura

Como se estableció anteriormente, no todas las categorías de uso de suelo relevantes para Coahuila mencionadas por el IPCC fueron cubiertas en este inventario debido a la falta de información en algunas de las categorías. Por ejemplo, las pérdidas de carbono terrestre también pueden ocurrir durante la conversión de prados al uso agrícola o desarrollado; sin embargo, no se identificaron datos para cuantificar esta fuente potencial en Coahuila. Para asentamientos, las investigaciones futuras deberán incluir los esfuerzo para cuantificar los almacenamientos forestales urbanos de carbono terrestre (Ej. usando las estimaciones de las cubiertas de las copas de los arboles como información importante). La información sobre el uso de fertilizantes comerciales en aplicaciones no agrícolas permitiría estimaciones para emisiones de N₂O de suelos con asentamientos.

Para el paisaje forestal, los datos detallados sobre el tipo de bosque no se podrían utilizar debido a los escasos recursos. Con base en los datos disponibles como imágenes satelitales, podría ser posible ampliar el detalle del inventario para tierras forestales así como incluir las categorías de uso de tierra adicionales (incluso el área de suelo urbano). Sin embargo, recursos adicionales

serán necesarios para procesar archivos de imágenes digitales disponibles de INEGI.¹²⁸ Importante investigación futura incluye la evaluación de las actuales tendencias en áreas forestales para verificar tanto las reducciones en el área de 1990 a 1995 como para evaluar el cambio neto después de 1995. Si las pérdidas de tierras forestales han dado como resultado la limpieza y conversión a otros usos, la pérdida de reservas de carbono forestal debería ser reflejada en los resultados. Esto podría derivar en cambios importantes a los resultados de secuestro neto estimado en las evaluaciones preliminares (incluyendo las estimaciones de flujos positivos en algunos años).

Existe mucha incertidumbre en cuanto a la selección de los valores de crecimiento neto de la biomasa aérea. En el Cuadro 4.8 y en el Cuadro 4.9, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC de 2006, se establecen los valores de crecimiento de la biomasa neta aérea en los bosques naturales expresada como una amplia gama de valores plausibles. Con el fin de hacer una estimación conservadora de los sumideros de carbono, se seleccionaron los valores del extremo bajo; sin embargo, es necesario verificar esta suposición. La selección de los valores medios generó las estimaciones sobre el secuestro de carbono que se indica en el Cuadro H-9. Los resultados muestran diferencias de cerca un factor de siete. Claramente, los datos de los estudios de biomasa forestal en el estado podrían reducir enormemente la incertidumbre asociada con el uso de los datos pre-determinados del IPCC.

Cuadro H-9. Flujos Alternos sobre Paisajes Forestales (MTmtCO₂e)

Subsector	1990	1995	2000	2005
Tierras Forestales – Factores del Extremo Inferior	-0.46	-0.52	-0.53	-0.53
Tierras Forestales – Factores de Valores Medio	-3.5	-3.3	-3.3	-3.3

Se deben considerar varios procesos que contribuyen a la reducción anual de las reservas de carbono como consecuencia de la pérdida de biomasa, incluyendo la explotación de productos madereros, la extracción de madera combustible, y las pérdidas de reservas de carbono que obedecen a alteraciones tales como incendios o plagas de insectos. En el caso de Coahuila, no se pudo disponer de información acerca de la disminución anual de las reservas de carbono debido a la extracción de madera combustible, pero esta información podría tener un impacto considerable sobre la estimación del flujo de carbono. Asimismo, en estas estimaciones no se consideró la pérdida de carbono debido a la infestación por insectos. Finalmente, el almacenamiento de carbono puede ocurrir de la explotación de productos de madera cuando la biomasa cosechada se convierta en productos de madera duraderos, madera o muebles. El almacenamiento de carbono también puede ocurrir en los rellenos sanitarios cuando los productos forestales sean dispuestos. La investigación es necesaria para los usos finales de la madera cosechada en Coahuila a fin de caracterizar suficientemente el flujo neto completo de carbono forestal.

¹²⁸ Mapas de uso de suelo y vegetación son referenciados como: conjunto uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, datum ITRF 92, formato SHP, series I, II y III, clave D1502

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice I. Recomendaciones del INE para la siguiente actualización de los Inventarios de GEI

Con oficio del 5 de agosto del 2010, el INE emitió algunas recomendaciones para ser tomadas en cuenta en la siguiente actualización de los Inventarios de GEI. A continuación se presenta parte del oficio del INE con las recomendaciones generales que se hicieron para los documentos revisados correspondientes a los inventarios de los seis estados fronterizos y las recomendaciones específicas para el documento del estado en cuestión.

Comentarios generales sobre los inventarios realizados por el Centro de Estrategias Climáticas de los Estados Unidos

Los inventarios siguieron las metodologías del IPCC 2006, y desde el punto de vista del INE, fueron aplicadas correctamente; con la excepción de la categoría de "Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura", donde CCS reconoce que se tendrá que trabajar más en ella para llegar a ser compatible con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (INEGEI). Las emisiones actualmente estimadas por CCS son negativas en este sector; por lo general se espera que sean positivas debido al grado de deforestación y al cambio de uso de suelo. Recomendamos que se trabaje con las instituciones de investigación que están involucradas en el inventario nacional de esta categoría.

Para el cálculo de las emisiones en el sector eléctrico, CCS las cuantificó con base en la electricidad consumida, más las importaciones, menos las exportaciones de electricidad. Este enfoque de estimación es útil para la selección de medidas de mitigación de GEI, cuando se consideran las implicaciones de políticas y acciones que podrían impactar las emisiones provenientes de las plantas de generación de energía, tanto las que están dentro como fuera del estado. Con el fin de presentar los resúmenes de las emisiones totales de cada estado, a través de todas las categorías, se utilizaron los estimados de las emisiones basadas en el consumo eléctrico, excepto cuando se comparan las emisiones estatales contra las del INEGEI, donde se contemplan sólo las emisiones generadas en la zona geográfica.

Recomendaciones generales a los inventarios:

- Verificar las unidades, no han corregido en las gráficas las unidades de MMtCO_2e a MTmCO_2e . (Utilizar sólo sistema internacional)
- Verificar que en todas las tablas y figuras se indiquen las unidades de las cifras.
- Donde dice: "Un Análisis Minucioso a las Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" cambiar por "Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" (aprox pag. 19)
- Cambiar la palabra segregados a desagregados
- Indicar la fuente de los PIBs utilizados y el año de referencia.
- Cambiar la palabra residuos del cuadro 2 de INE por desechos
- Cambiar donde dice: "INEGI – Instituto Nacional de Estadísticas, Geografía, e Informática" por "INEGI – Instituto Nacional de Estadística y Geografía"
- Al estimar las emisiones generadas a partir de la electricidad que se importa, se consideró que se generaron con ciclo combinado con base en gas natural, aclarar al lector que esto conlleva un error, por no considerar la contribución de las energías renovables o el uso de combustibles con mayor contenido de carbono en la red eléctrica. Justificar el porqué se considera sólo el factor de emisión del gas natural y no de otro combustible.
- En el cuadro A-3. ¿De dónde sacan el valor de índice de calor? SENER lo define como el equivalente de electricidad en términos secundarios expresado en (MJ/MWh) con un valor de conversión de 3,600. Además falta indicar una operación más para pasar de MW a TJ.
- En la parte de Residencial, Comercial e Industrial (RCI), para gas natural se menciona que se tiene el dato agregado para "residencial, comercial y transporte". Siendo que no se reporta transporte en este sector y si industrial. Dado el caso de que el gas natural si cuente transporte, ¿Éste se incluye en la fuente de transporte?
- En RCI se estima combustóleo en el sector residencial, pero el Balance Nacional de Energía indica que en este sector, a partir de 1999, no se consume este energético. ¿De donde sacaron la información y qué uso tiene en este sector?
- Indicar la fuente bibliográfica completa e indicarlas en las tablas y figuras si no son de elaboración propia.
Por ejemplo: Al poner las fuentes de información no solo indicar que es de SENER, INEGI, sino que hay que agregar el documento de donde se toma dicha información o la liga en internet.
- Al agregar que la información fue solicitada, poner de qué período se tiene la información y fecha de publicación.
- Indicar en todas las fuentes de emisión los datos de actividad utilizados o estimados en tablas, así como factores de conversión.
- Indicar en todas las fuentes los factores de emisión utilizados en tablas.

Periférico Sur 5000, 5º piso, Col. Insurgentes Cuicuilco, Del. Coyoacán, México D.F., C.P. 04530
Tel.: 54-24-64-18 y 19, Fax: 54 24 5485



- Persiste el uso indiferente de los términos pronóstico y proyección en todo el inventario. Se recomienda indicar que solo son proyecciones.
- Usar correctamente los acrónimos como en el caso del IPCC, usar el mismo en todo el inventario.
- Revisar y corregir todas las siglas del documento.
- Las figuras (gráficas) están rotuladas en inglés, en el caso de la versión en español, rotularlas sólo en español.
- Revisar la redacción (hay algunas palabras que siguen en inglés en los pie de página, hay que traducirlas). Se repiten palabras en el inventario, por ejemplo "de de". (IPCC IPCC).
- Revisar la redacción en español.
- De acuerdo a la metodología del IPCC 2006, en el volumen 5, página 3.25 dice lo siguiente:
"El almacenamiento de carbono a largo plazo en los sitios de eliminación de desechos sólidos (SEDS) se declara como **elemento informativo** en el Sector Desechos. El valor declarado para los desechos derivados de los productos de madera recolectada (desechos de papel y cartón, madera y desechos de jardines y parques) es igual a la variable 1B, $\Delta C_{HWP, SEDS, DC}$, es decir, el cambio en las existencias de carbono de los productos de madera recolectada (PMR) debidos al consumo doméstico eliminado en los SEDS del país declarante utilizado en el Capítulo 12, Productos de madera recolectada, del Volumen AFOLU)"
Por lo que se aconseja no sumarla en la parte de desechos.
- Comparan el valor de sus emisiones con los de la Tercera Comunicación, se recomienda hacerlo con el valor reportado para el 2005 en la Cuarta Comunicación, INEGI 1990-2006. Las emisiones totales en el año 2005 fueron de 685.117 MtmCO₂e.
 - TOTAL 685.117 MtmCO₂e
 - Energía 61.2%
 - Procesos 8.2%
 - Agricultura 6.6 %
 - USCUSS 10.2%
 - Desechos 13.8%

Observaciones al inventario de Coahuila

- En Aviación en el período 2000-2025 toman el valor de la emisiones como "0 MtmCO₂e" Aclarar porque disminuyen. Tampoco dice que factor de emisión se utilizó de 1990 y 1995 en aviación.
- Explicar el porqué en Tamaulipas en Aviación en el 2000 suben demasiado sus emisiones y disminuyen en los siguientes años.
- Explicar la figura ES-3 y corregir que la proyección es a 2025, ya que en la figura dice de 1990-2020.
- Agregar una tabla con los factores de emisión de la categoría procesos industriales.
- En el cuadro E-1 de "Factores de emisión de la industria de combustibles fósiles por actividad", agregar la fuente de información.



Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010



ISBN: 978-607-8021-09-3



Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

Blvd. Tomás Fernández # 8069 – Frac. Los Parques – Cd. Juárez, Chih. – CP. 32470
MEX.Tel. (011-52) 656-6884600 – Fax: (011-52) 656-625-6999 / US Phone 1-877-277-1703



Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010

Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

Blvd. Tomás Fernández # 8069 – Frac. Los Parques – Cd. Juárez, Chih. – CP. 32470
MEX.Tel. (011-52) 656-6884600 – Fax: (011-52) 656-625-6999 / US Phone 1-877-277-1703