



**COMISIÓN DE COOPERACIÓN
ECOLÓGICA FRONTERIZA**



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

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

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



JUNIO 2010

Emisiones de gases de efecto invernadero en Tamaulipas 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: 978-607-8021-11-6

© 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 Tamaulipas 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. 127 p.; 27 cm.

Incluye bibliografía

ISBN: 978-607-8021-11-6

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

TD885.8G56 E55 2010



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

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

**CONTRATO No. CONTA09-037
PID 2028**

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:

Agencia Ambiental para el Desarrollo Sustentable

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 Tamaulipas, así como a los estados vecinos y a las dependencias federales. Nuestro agradecimiento en particular al Ing. Salvador Treviño Garza, Ocean. Heberto Cavazos Lliteras e Ing. Humberto Calderón Zúñiga de la Agencia Ambiental para el Desarrollo Sustentable (AADS); 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].

Contenido

	<u>Page</u>
Agradecimientos	ii
Acrónimos y Términos Importantes	v
Resumen Ejecutivo	vii
Resumen de Resultados Preliminares	1
Introducción	1
Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Tamaulipas: Fuentes y Tendencias	3
Emisiones Históricas	3
Descripción General	3
Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte	8
Proyecciones de Casos de Referencia	9
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



[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

CO_{2e} – 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 – Gigagramo

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 Estadística 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

MTmCO_{2e} – Millón de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

N₂O – Óxido Nitroso

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

NH₃ – Amoniac



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
SACO – Sustancias agotadora de la capa 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 Agencia Ambiental para el Desarrollo Sustentable (AADS), 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. AADS aportó liderazgo, coordinación e insumo técnico al desarrollo de este inventario. El informe 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 Tamaulipas.

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 Tamaulipas 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, el consumo de combustible y otras actividades generadoras de GEI en Tamaulipas, 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

Como se indica en el Cuadro ES-1, las actividades en Tamaulipas constituyeron aproximadamente 24.8 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e) *brutas*

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)



basadas en la producción⁴ en 2005, una cantidad igual a cerca del 3.8% 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 Tamaulipas, las emisiones brutas de GEI basadas en la producción aumentaron en un 43% de 1990 al 2005, mientras que en el ámbito nacional, subieron solamente un 31% en el mismo lapso.⁵ El crecimiento en las emisiones en Tamaulipas de 1990 al 2005 se relaciona principalmente con el aumento en el consumo de electricidad y en el sector de transporte.

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 Tamaulipas. Sin embargo, aún se necesita trabajar más para poder comprender mejor sobre 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 Tamaulipas y en los rellenos sanitarios alrededor de 2.4 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 22.5 MTmCO₂e en emisiones netas basadas en la producción en Tamaulipas 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 Estado⁶. En una base per cápita, Tamaulipas emitió aproximadamente 5.6 toneladas métricas brutas de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995, ligeramente menos que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Tamaulipas aumentaron a 8.2 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional aumentaron solamente 6.4 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Tamaulipas 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, conforme a las proyecciones de los casos de referencia, las emisiones brutas de GEI basadas en el consumo en Tamaulipas aumentan entre 1990 y 2025 y se proyecta que lleguen a los 28.7 MTmCO₂e para el año 2025. Esto representaría un incremento del 77% por encima de los niveles

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).



de 1990. En 1995 y 2005, se observan dos depresiones en las emisiones brutas que se relacionan con la disminución del consumo de combustible para el sector RCI. Eso se debe al sector industrial que consumió mucho menos combustible en 1995 y 2005 que durante los otros años. Como se muestra en la Figura ES-3, se proyecta que el sector transporte será el contribuidor más grande en el aumento de las emisiones en Tamaulipas, seguido de las emisiones del sector eléctrico.

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 Tamaulipas (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 pasos siguientes para depurar el inventario y las proyección de casos de referencia.

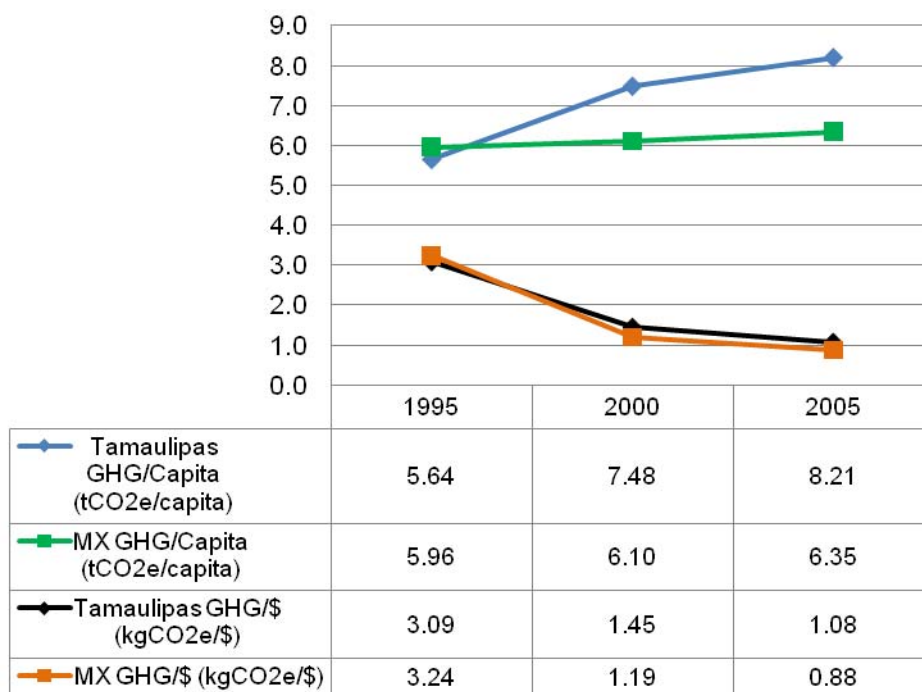
Cuadro ES-1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Tamaulipas por Sector

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	13.1	11.2	17.1	16.0	17.3	19.8	22.1	24.8
En base al Consumo Eléctrico	2.46	4.11	5.93	5.68	5.54	6.71	7.91	9.50
En base a la Producción de Electricidad	3.54	4.19	6.53	11.52	13.41	15.51	14.98	14.98
Gas/Diesel	0.00	0.00	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural	0.65	0.74	1.85	7.75	12.80	15.40	14.87	14.87
Combustóleo	2.89	3.45	4.63	3.76	0.61	0.11	0.11	0.11
Electricidad Neta Importada	-1.08	-0.08	-0.60	-5.84	-7.87	-8.80	-7.07	-5.48
Res/Com/Ind (RCI)	7.10	2.73	5.16	3.23	3.16	3.10	3.14	3.25
Gas/Diesel	0.00	0.03	0.07	0.11	0.12	0.14	0.17	0.21
Gas Licuado de Petróleo	1.01	0.77	0.75	0.66	0.65	0.67	0.70	0.73
Gas Natural	0.57	0.71	1.85	1.77	2.03	2.09	2.15	2.23
Combustóleo	5.50	1.20	2.46	0.66	0.32	0.16	0.08	0.04
Biocombustibles Sólidos: Leña	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Transporte	3.49	4.30	5.94	6.92	8.21	9.55	10.61	11.69
Autotransporte-Gasolina	1.93	2.49	2.92	3.83	4.58	5.27	5.79	6.31
Autotransporte-Diesel	1.38	1.62	2.30	2.67	3.32	3.92	4.43	4.94
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.14	0.14	0.06	0.05	0.05	0.05
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.04	0.06	0.08
Aviación	0.08	0.06	0.43	0.04	0.02	0.02	0.03	0.03
Embarcaciones Marítimas	0.01	0.04	0.08	0.17	0.12	0.14	0.15	0.16
Ferrocarril	0.08	0.07	0.07	0.07	0.09	0.10	0.11	0.12
Industria de Combustibles Fósiles	0.03	0.03	0.07	0.16	0.41	0.45	0.39	0.35
Gas Natural	0.02	0.02	0.06	0.15	0.40	0.44	0.38	0.34
Producción de GN	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Procesamiento de GN	0.02	0.02	0.05	0.12	0.34	0.34	0.28	0.24
Transmisión de GN	0.00	0.00	0.01	0.01	0.03	0.07	0.07	0.07
Distribución de GN	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Producción de Petróleo	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Refinación de Petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Transportación de Petróleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Procesos Industriales	0.09	0.10	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25	0.27
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.02	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Sustitutos SACO	0.07	0.08	0.12	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25
Manejo de Residuos	0.68	0.77	0.85	0.96	1.06	1.13	1.19	1.25
Aguas Residuales Domesticas	0.27	0.30	0.33	0.36	0.38	0.40	0.42	0.44
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Rellenos Sanitarios	0.34	0.38	0.43	0.49	0.57	0.62	0.67	0.71
Quema a Cielo Abierto	0.07	0.08	0.09	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.06	-0.06	-0.07	-0.09	-0.10	-0.10	-0.11	-0.11
Agricultura	2.36	2.10	1.86	1.80	1.89	2.01	2.17	2.36
Fermentación Entérica	1.16	1.07	0.83	0.89	0.97	1.06	1.18	1.31
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06
Suelos Manejados	1.17	1.00	0.99	0.87	0.89	0.91	0.95	0.99
Silvicultura y Uso de Suelo	-2.47	-2.20	-2.29	-2.23	-2.28	-2.28	-2.28	-2.28
Forestal (flujo de carbono)	-2.51	-2.25	-2.33	-2.27	-2.33	-2.33	-2.33	-2.33
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Cultivos Leñosos	-0.082	0.006	0.009	-0.016	-0.011	-0.011	-0.011	-0.011
Emisiones Brutas (en base al consumo)	16.25	14.18	20.01	18.98	20.52	23.21	25.71	28.70
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	-13%	23%	17%	26%	43%	58%	77%
Sumideros para Emisiones	-2.57	-2.31	-2.40	-2.36	-2.42	-2.43	-2.43	-2.44
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	13.68	11.87	17.60	16.62	18.10	20.79	23.28	26.27
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	-13%	29%	21%	32%	52%	70%	92%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	17.33	14.26	20.61	24.82	28.39	32.01	32.78	34.18
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	-18%	19%	43%	64%	85%	89%	97%
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	14.76	11.95	18.20	22.46	25.97	29.59	30.35	31.75
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	-19%	23%	52%	76%	100%	106%	115%

Notas: ND = no hay datos disponibles. Pudiera que los totales no den la suma exacta de los subtotales mostrados en este cuadro debido al redondeo independiente.



Figura ES-1. Emisiones Brutas de GEI Históricas Basadas en la Producción en Tamaulipas 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 Tamaulipas por Sector, 1990-2025

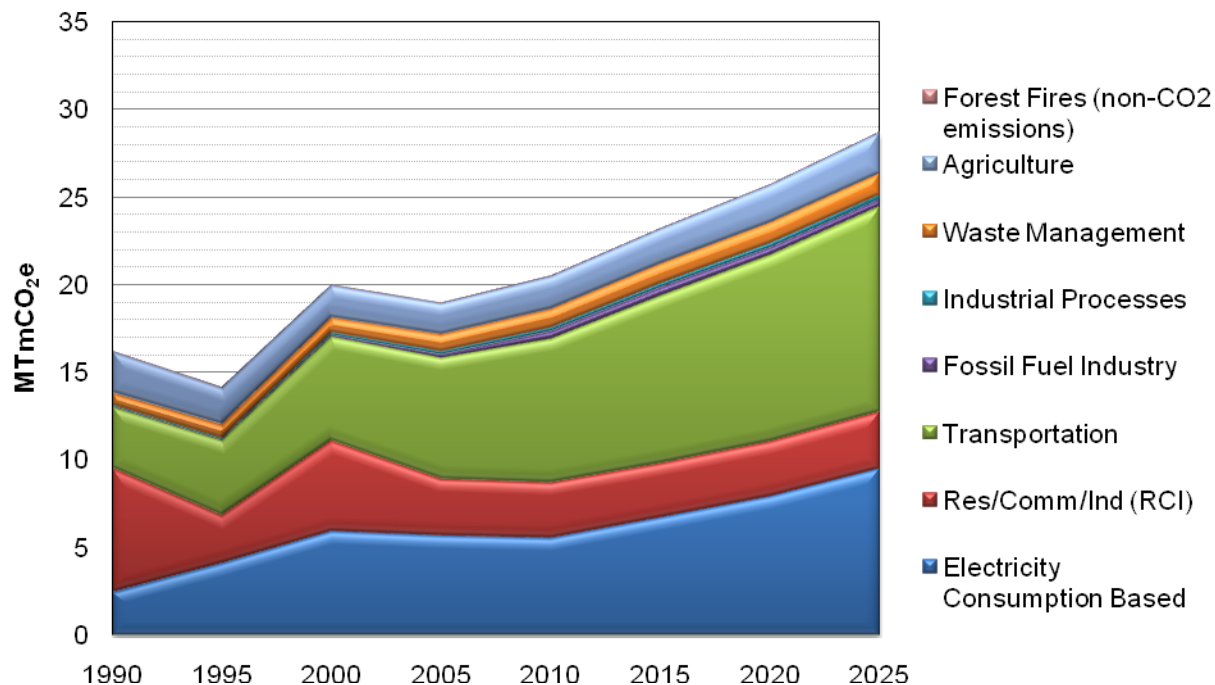
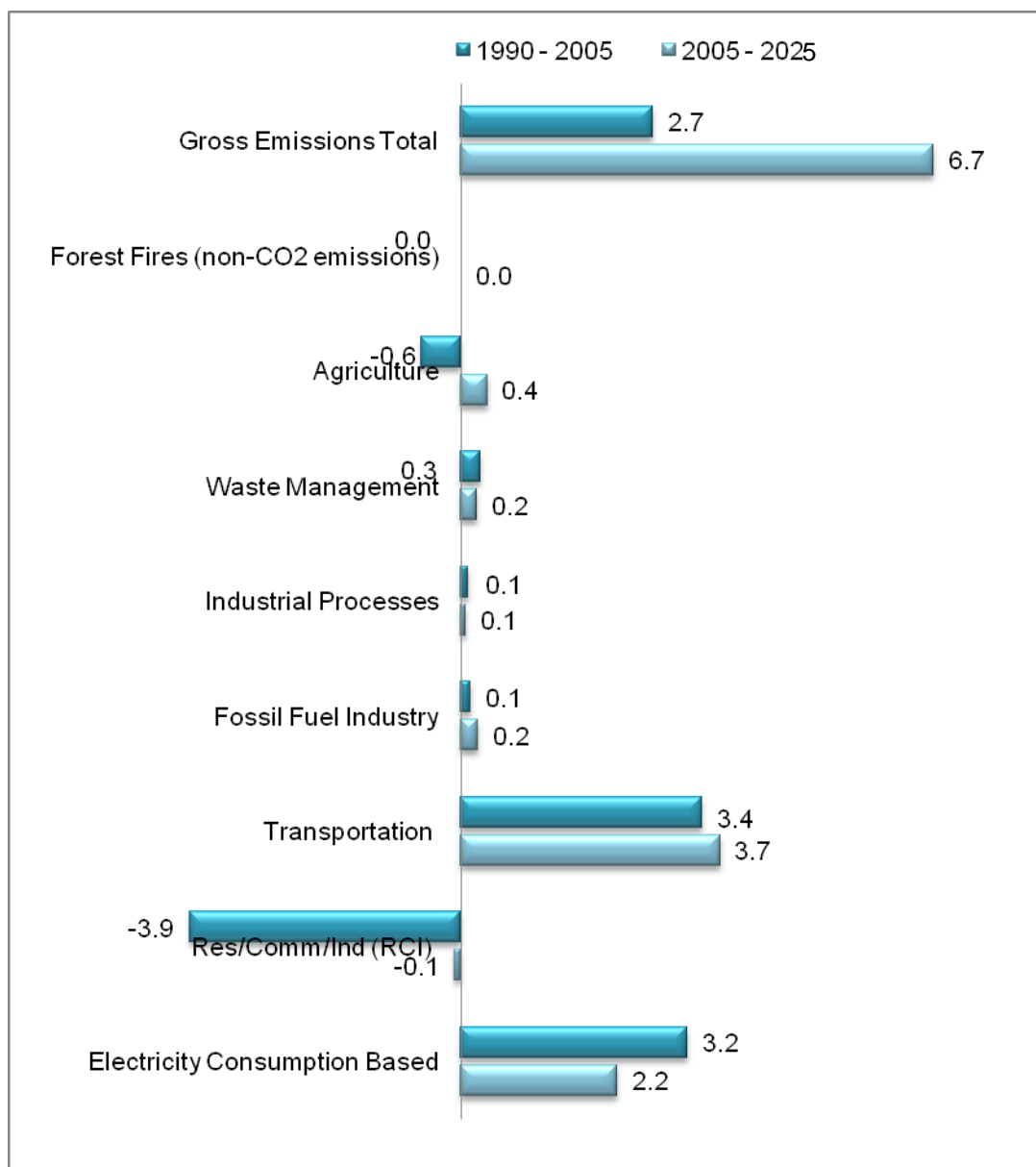


Figura ES-3. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Tamaulipas, 1990-2025: (Con base en MTmCO_{2e})



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 Agencia Ambiental para el Desarrollo Sustentable (AADS). AADS aportó liderazgo, coordinación e insumo técnico para el desarrollo del inventario. En él se 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 Tamaulipas 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 Tamaulipas 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 Tamaulipas, 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 Tamaulipas*, las cuales corresponden a una contabilización de emisiones basadas en el consumo (ver 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 Tamaulipas: Fuentes y Tendencias

El Cuadro 1 presenta un resumen de las emisiones de GEI para Tamaulipas por sector calculadas para los años 1990, 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 Tamaulipas contabilizaron 24.8 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e) *brutas basadas en la producción* en 2005, una cantidad igual a cerca del 3.8% de las emisiones brutas de GEI de México en el 2005.⁹ Las emisiones brutas de GEI en Tamaulipas están aumentando a un ritmo poco mayor que las del país en general (las emisiones brutas excluyen los sumideros de carbono, como los bosques). Las emisiones brutas de GEI en Tamaulipas aumentaron un 43% de 1990 al 2005, mientras que las emisiones nacionales se elevaron un 31% en ese mismo lapso.

⁹ 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 gigagramos 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.¹⁰ Tamaulipas emitió alrededor de 5.6 toneladas métricas brutas de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995 per cápita, ligeramente menos que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Tamaulipas incrementaron a 8.2 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional aumentaron solamente 6.4 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Tamaulipas 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 Tamaulipas 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 Tamaulipas 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 88% de las emisiones totales de GEI en el estado de Tamaulipas. A nivel nacional, el sector eléctrico representó un 63% de las emisiones brutas de GEI en el 2005.

¹⁰ Consultado en junio de 2008 en: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/cubos/default.asp?c=1413>

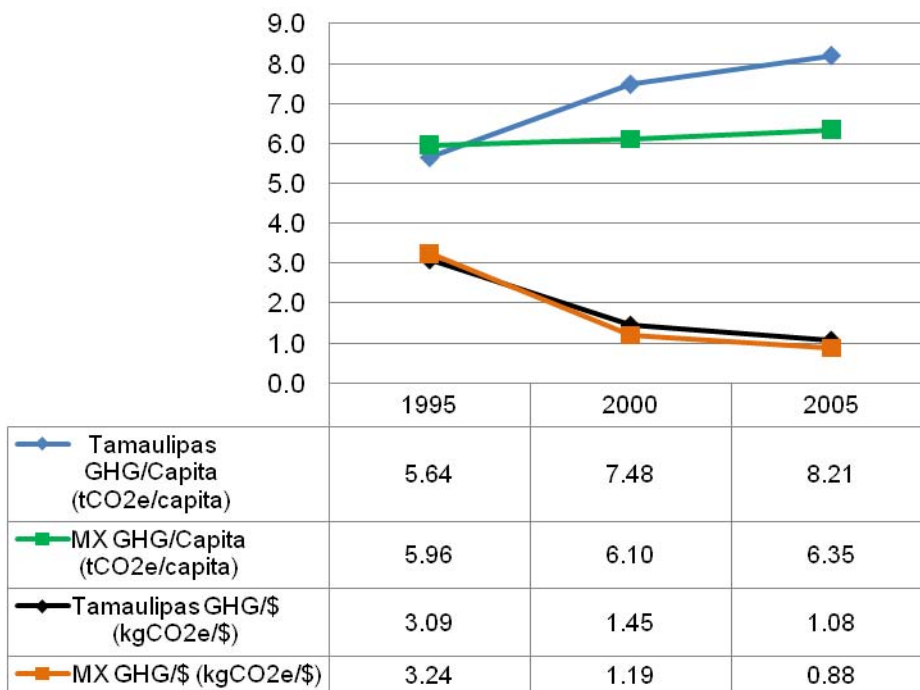
Cuadro 1. Emisiones de GEI Históricas y de Casos de Referencia en Tamaulipas por Sector

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	13.1	11.2	17.1	16.0	17.3	19.8	22.1	24.8
En base al Consumo Eléctrico	2.46	4.11	5.93	5.68	5.54	6.71	7.91	9.50
En base a la Producción de Electricidad	3.54	4.19	6.53	11.52	13.41	15.51	14.98	14.98
Gas/Diesel	0.00	0.00	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural	0.65	0.74	1.85	7.75	12.80	15.40	14.87	14.87
Combustóleo	2.89	3.45	4.63	3.76	0.61	0.11	0.11	0.11
Electricidad Neta Importada	-1.08	-0.08	-0.60	-5.84	-7.87	-8.80	-7.07	-5.48
Res/Com/Ind (RCI)	7.10	2.73	5.16	3.23	3.16	3.10	3.14	3.25
Gas/Diesel	0.00	0.03	0.07	0.11	0.12	0.14	0.17	0.21
Gas Licuado de Petróleo	1.01	0.77	0.75	0.66	0.65	0.67	0.70	0.73
Gas Natural	0.57	0.71	1.85	1.77	2.03	2.09	2.15	2.23
Combustóleo	5.50	1.20	2.46	0.66	0.32	0.16	0.08	0.04
Biocombustibles Sólidos: Leña	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Transporte	3.49	4.30	5.94	6.92	8.21	9.55	10.61	11.69
Autotransporte-Gasolina	1.93	2.49	2.92	3.83	4.58	5.27	5.79	6.31
Autotransporte-Diesel	1.38	1.62	2.30	2.67	3.32	3.92	4.43	4.94
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.14	0.14	0.06	0.05	0.05	0.05
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.04	0.06	0.08
Aviación	0.08	0.06	0.43	0.04	0.02	0.02	0.03	0.03
Embarcaciones Marítimas	0.01	0.04	0.08	0.17	0.12	0.14	0.15	0.16
Ferrocarril	0.08	0.07	0.07	0.07	0.09	0.10	0.11	0.12
Industria de Combustibles Fósiles	0.03	0.03	0.07	0.16	0.41	0.45	0.39	0.35
Gas Natural	0.02	0.02	0.06	0.15	0.40	0.44	0.38	0.34
Producción de GN	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Procesamiento de GN	0.02	0.02	0.05	0.12	0.34	0.34	0.28	0.24
Transmisión de GN	0.00	0.00	0.01	0.01	0.03	0.07	0.07	0.07
Distribución de GN	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Producción de Petróleo	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Refinación de Petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Transportación de Petróleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Procesos Industriales	0.09	0.10	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25	0.27
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.02	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Sustitutos SACO	0.07	0.08	0.12	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25
Manejo de Residuos	0.68	0.77	0.85	0.96	1.06	1.13	1.19	1.25
Aguas Residuales Domesticas	0.27	0.30	0.33	0.36	0.38	0.40	0.42	0.44
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Rellenos Sanitarios	0.34	0.38	0.43	0.49	0.57	0.62	0.67	0.71
Quema a Cielo Abierto	0.07	0.08	0.09	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.06	-0.06	-0.07	-0.09	-0.10	-0.10	-0.11	-0.11
Agricultura	2.36	2.10	1.86	1.80	1.89	2.01	2.17	2.36
Fermentación Entérica	1.16	1.07	0.83	0.89	0.97	1.06	1.18	1.31
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06
Suelos Manejados	1.17	1.00	0.99	0.87	0.89	0.91	0.95	0.99
Silvicultura y Uso de Suelo	-2.47	-2.20	-2.29	-2.23	-2.28	-2.28	-2.28	-2.28
Forestal (flujo de carbono)	-2.51	-2.25	-2.33	-2.27	-2.33	-2.33	-2.33	-2.33
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Cultivos Leñosos	-0.082	0.006	0.009	-0.016	-0.011	-0.011	-0.011	-0.011
Emisiones Brutas (en base al consumo)	16.25	14.18	20.01	18.98	20.52	23.21	25.71	28.70
Incremento relativo a 1990	0%	-13%	23%	17%	26%	43%	58%	77%
Sumideros para Emisiones	-2.57	-2.31	-2.40	-2.36	-2.42	-2.43	-2.43	-2.44
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	13.68	11.87	17.60	16.62	18.10	20.79	23.28	26.27
Incremento relativo a 1990	0%	-13%	29%	21%	32%	52%	70%	92%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	17.33	14.26	20.61	24.82	28.39	32.01	32.78	34.18
Incremento relativo a 1990	0%	-18%	19%	43%	64%	85%	89%	97%
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	14.76	11.95	18.20	22.46	25.97	29.59	30.35	31.75
Incremento relativo a 1990	0%	-19%	23%	52%	76%	100%	106%	115%

Notas: ND = no hay datos disponibles. Pudiera que los totales no den la suma exacta de los subtotaes mostrados en este cuadro debido al redondeo independiente.

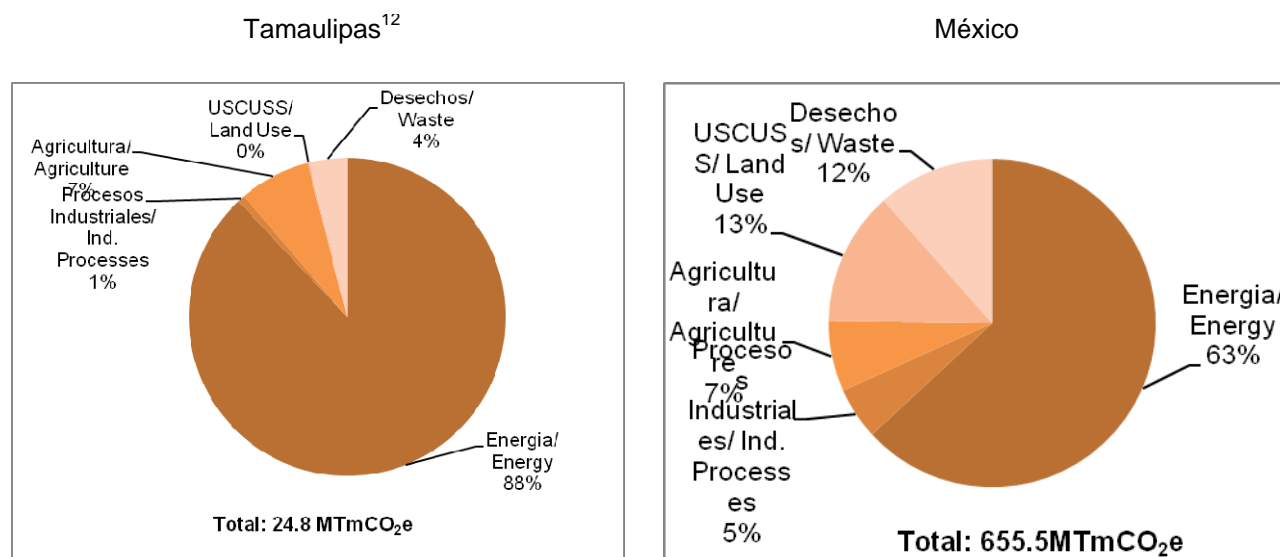


Figura 1. Emisiones brutas de GEI Históricas Basadas en la Producción en Tamaulipas y en México, per cápita y por Unidad de Derrama Económica en Dólares ¹¹



¹¹ 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 Tamaulipas y México en el 2005 por Sector



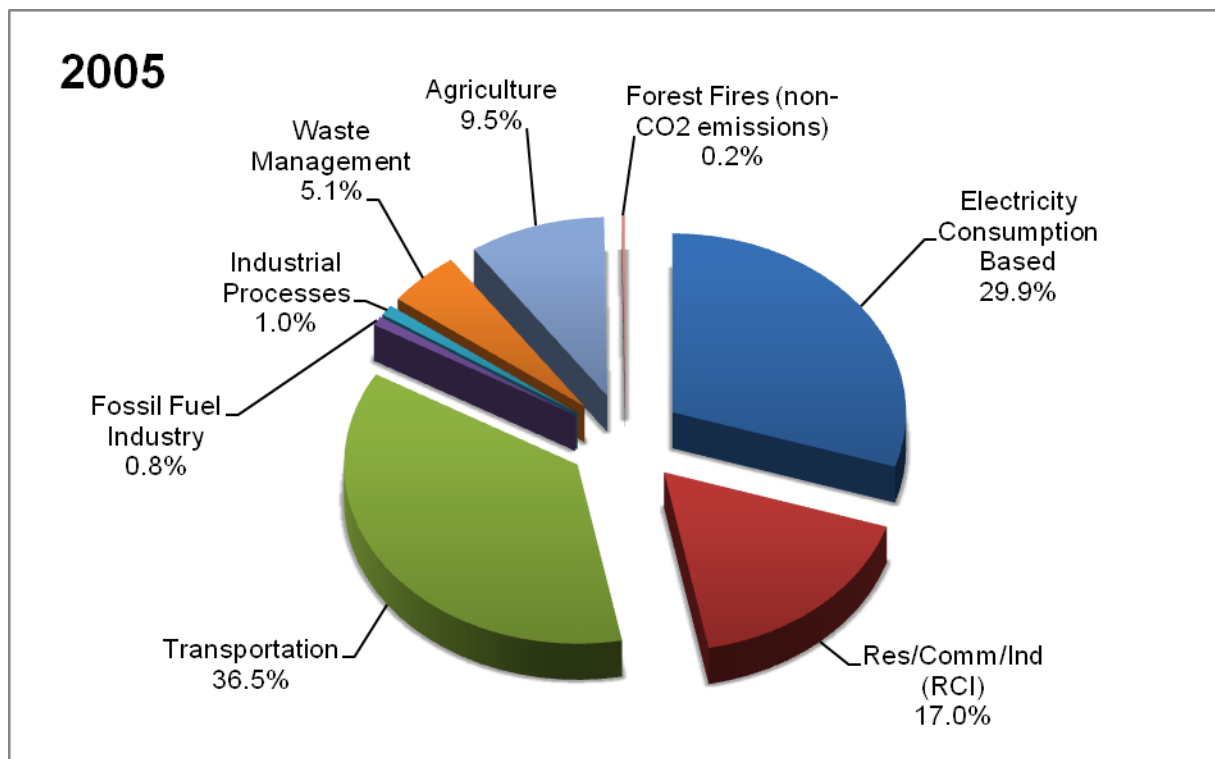
Los resultados del resumen en este inventario y proyección para Tamaulipas se presentan con un desglose adicional de las fuentes de emisiones en comparación con los resultados del resumen del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el INE. En el Cuadro 2 se presenta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

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

INE	Tamaulipas
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 SACO
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)

¹² 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 en Tamaulipas por Sector, 2005



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

Sector de Suministro Eléctrico

En 2005, las emisiones relacionadas con el sector eléctrico representaron el 30% de las emisiones brutas del estado de Tamaulipas. El consumo de electricidad en Tamaulipas en 2005 dio como resultado un 5.7 MTmCO₂e de las emisiones de GEI. En 2007, las siete plantas de ciclo combinado (Rio Bravo CC, Rio Bravo II, Rio Bravo III, Rio Bravo IV, Altamira II, Altamira III & IV y Altamira V) generaron el 96% de la electricidad del estado usando gas natural; menos del 4% de la electricidad del estado fue generada en plantas termales convencionales de una mezcla de combustóleo y gas natural; y una pequeña cantidad de electricidad (3 GWh) es importada de los EE.UU.

Se estima que las emisiones basadas en el consumo provenientes del sector eléctrico aumenten a 9.5 MTmCO₂e en 2025, un 67% de incremento sobre las emisiones de 2005. Se espera que el gas natural permanezca como la fuente dominante de combustible para el sector eléctrico en Tamaulipas, representando de esta manera el 99% de las emisiones en 2025.

Sector de Transporte

El sector de transporte en Tamaulipas incluye: transporte carretero, embarcaciones marítimas, ferrocarril y aviación. Durante los años del inventario (1990 al 2005) las emisiones totales provenientes del transporte incrementaron un 98% alcanzando las 6.9 MTmCO₂e in 2005. Las

actividades más importantes dentro del sector transporte que generaron mayores cantidades de emisiones de GEI fueron aquellas relacionadas con la combustión de gasolina y diesel en carretera representando de esta manera el 94% de las emisiones totales del transporte en 2005.

En el 2025, las emisiones provenientes del sector transporte se espera que sean aproximadamente 11.7 MTmCO_{2e} representando un 235% de incremento con relación a 1990. Las emisiones generadas por el transporte carretero se espera que contabilicen el 97% del total de las emisiones del sector transporte para el 2025. Las emisiones generadas por el diesel marino se espera que aumenten a 2.5% las emisiones del transporte en 2005, de 0.3% en 1990. Se estima que las emisiones por parte del sector aviación contabilicen menos del 0.3% en 2025, un 0.5% abajo en 1990. Las emisiones por parte del sector ferrocarril se espera que contabilicen el 1% de las emisiones totales del sector transporte en 2025, similar a la proporción en 1990.

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 abajo y se demuestra numéricamente en el Cuadro 1 arriba, según las proyecciones de los casos de referencia, las emisiones brutas de GEI en Tamaulipas continúan aumentando constantemente, elevándose hasta unos 28.7 MTmCO_{2e} para el 2025, un 77% por encima de los niveles de 1990. Lo anterior equivale a un índice de crecimiento anual del 1.6% 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 (2005-2025). Los mayores aumentos en las emisiones de los periodos 1990-2005 y 2005-2025 se reflejan en los sectores del transporte y suministro de electricidad. También se refleja la disminución del consumo energético por el sector Residencia/Comercio/Industria debido a que el gas natural reemplazó el combustóleo como fuente de energía a partir del año 2000. El Cuadro 3 resume los índices de crecimiento que rigen el crecimiento en las proyecciones de casos de referencia en Tamaulipas, así como las fuentes de datos.

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

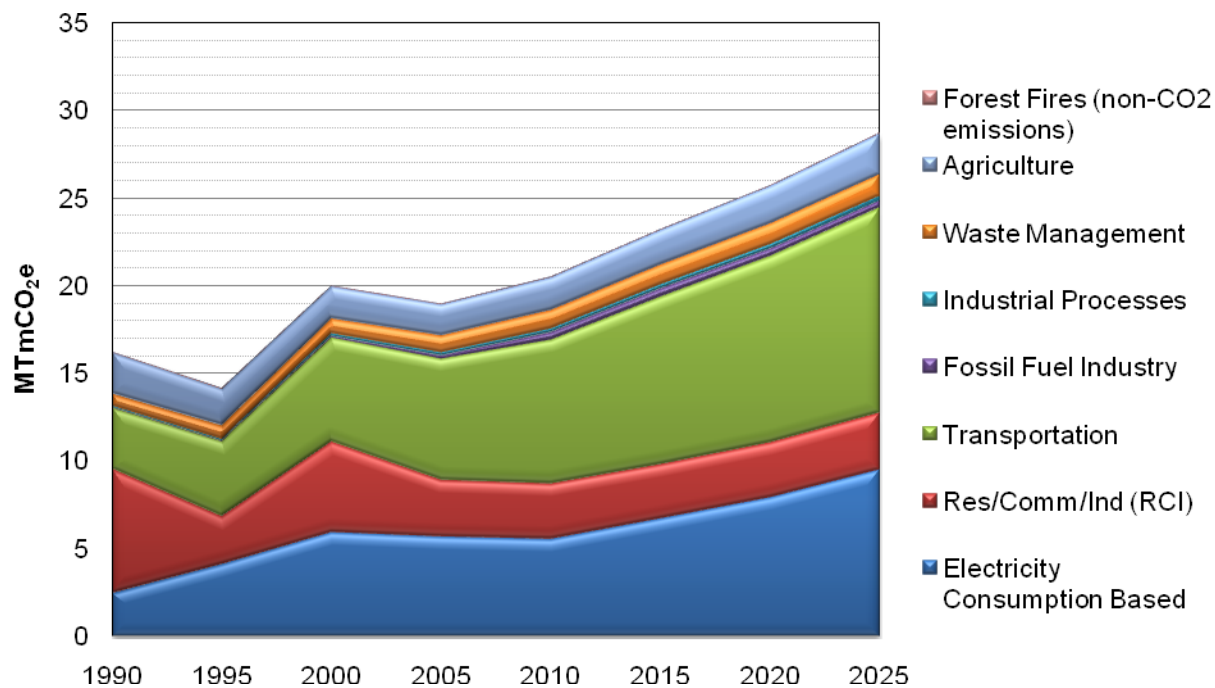
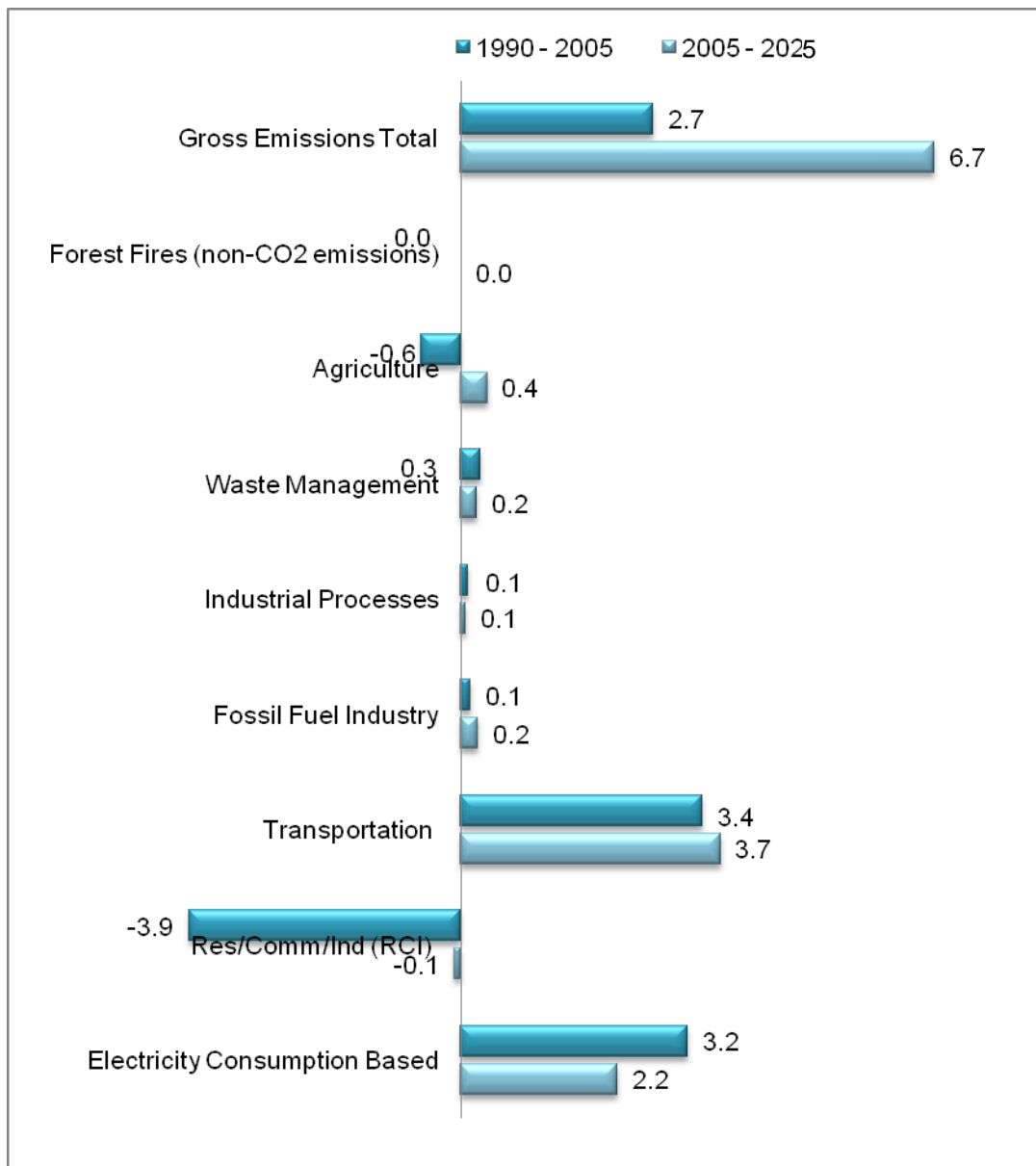


Figura 5. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Tamaulipas, 1990-2025



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 nitroso. 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 Tamaulipas

Datos de Actividad	Periodo	Índice Anual Medio (%)	Fuentes
Población	1990 - 2005	1.99	Población Histórica, INEGI
	2005 - 2025	0.94	Población proyectada, CONAPO
Demanda de Electricidad	1990 - 2007	6.89	SENER: <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017</i>
	2008 - 2017	1.87	
Diesel	1990 - 2007	4.97	Sistema de Información Energética, PEMEX
Gasolina	1990 - 2007	4.67	Sistema de Información Energética, PEMEX
Turbosina	1990 - 1997	-5.19	Sistema de Información Energética, PEMEX
Padrón Vehicular	1990 - 2007	4.12	INEGI. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación
Población Pecuaria	1990 - 2005	3.26	SIACON
Producción de Cultivos	1990 - 2005	2.28	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 combustóleo, 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 proveer al Estado de Tamaulipas 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 Tamaulipas.

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 inventario¹³ 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.¹⁴ 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.

¹³ 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>.

¹⁴ <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 de población.	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.
	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 producción estatal.	IPCC1996, Método Nivel 1 donde la producción de minerales del Servicio Geológico Mexicano se multiplica por el factor de emisión por defecto. 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 emisión de HFC como originalmente se	IPCC: las emisiones de HFC –el número de unidades móviles de aire acondicionado (AC) se multiplica por el	IPCC 1996, El método Nivel 1 donde los HCF fugitivas son calculados a través del balance de masa usando los datos



Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
	desarrolló por el Centro Mario Molina, Inventario Estatal de Emisiones de GEI del Estado de Baja California, 2005	factor de emisión por defecto del IPCC.	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 IPCC1996 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 por estado. SEMARNAT- CONAFOR: cosecha de Madera, incendios forestales y hectáreas enfermas por estado. SIACON: Numero de acres de cultivos de arboles perennes.	IPCC 2006, Método Nivel 1. El CCS depende de las estadísticas de cobertura forestal de la FAO y en la cobertura 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.	Métodos del IPCC 2003. El INE evaluó los flujos de carbono con base en los mapas digitales nacionales (mapas de vegetación 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 Tamaulipas, 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 las actividades que se realizan en Tamaulipas para el sector de suministro de electricidad. La explicación sobre el uso de este método común de informar es que éste refleja de manera más precisa el impacto de las estratégicas políticas basadas en datos estatales, como 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 Tamaulipas, lo cual implica contabilizar las fuentes de electricidad que usan los organismos operadores de Tamaulipas 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 Tamaulipas 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 y los métodos principales 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 las proyecciones 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 y proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la generación de electricidad suministrada por 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) comparada 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 son estimadas en la fuente de combustión – la planta de suministro de energía eléctrica (Ej. emisiones corriente abajo). Las emisiones derivadas de la exploración, extracción, refinamiento y transporte de combustibles fósiles (Ej. emisiones corrientes arriba) no se incluyen en este apéndice. Las emisiones corrientes arriba del sector eléctrico que ocurren dentro de las fronteras de Tamaulipas se incluyen en el sector de 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 captura la generación en el estado, así como las importaciones y exportaciones de electricidad (Ej. estimado con base en el consumo). Ambos tipos de estimaciones son útiles. Las estimaciones con base 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 o energía renovable. 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 con base 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 con base en la producción incluye emisiones que resultan de la electricidad exportada por productores de energía de Tamaulipas, mientras que el inventario con base en el consumo incluye emisiones provenientes de la electricidad importada y excluye las emisiones de la electricidad exportada. Tamaulipas es un importador histórico neto de electricidad pero un exportador neto en años futuros. Por lo tanto, las estimaciones de los inventario basados en la producción son más altas que las estimaciones de los inventarios basados en el consumo para la última parte del período del inventario histórico y el período completo de la proyección, mientras las estimaciones de las emisiones del inventario basadas en el consumo son más altas para la parte temprana durante el período de inventario histórico. El inventario y proyección basado en el consumo asumen alguna pérdida por transporte & distribución (T&D) y por robo. Las emisiones debido a la pérdida y robo en T&D son intrínsecamente capturadas 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 Tamaulipas. Estas se resumen brevemente a continuación:

- *Consumos históricos de combustibles fósiles:* la SENER¹⁵ proporcionó una hoja de trabajo de Excel conteniendo el consumo de combustible para combustóleo y diesel en las instalaciones proveedoras de electricidad en Tamaulipas y en otros estados fronterizos de México para el periodo de 1996 al 2008. Adicionalmente, la CFE proporcionó al CCS los datos de generación específicos por planta y los datos sobre el uso de combustible para algunas plantas de poder en Tamaulipas para los años 1993-2005.¹⁶
- *Demandas históricas y proyectadas de gas natural en el sector eléctrico:* esta información se obtuvo de la publicación *Prospectiva 2008-2017*¹⁷ del Mercado de Gas Natural de la SENER. Este reporte provee datos históricos que datan de 1996 así como los 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 evaluada, 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. De acuerdo a esta fuente de datos, no existen ampliaciones de la capacidad eléctrica planeada en Tamaulipas hasta el 2017.
- *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.

¹⁵ 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.

¹⁶ CFE. "Información sobre tipos y cantidades de consumo de combustibles fósiles." Proporcionada al CCS vía correo electrónico a Juan Maldonado el 13 de Julio de 2009.

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>



- *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 previas.²¹
- *Factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y N₂O:* para todos los combustibles, estos factores de emisiones se basaron en los valores por 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 específicas sobre el país, tecnología o instalaciones. Los métodos Nivel II son usados cuando los datos de combustión de combustible de las estadísticas de energía nacionales y los factores de emisiones específicas sobre el país están disponibles. Los métodos Nivel III son apropiados cuando los datos sobre la combustión 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 a 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 Tamaulipas, los factores de emisión a nivel de tecnología o instalaciones 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 específicas 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

²¹ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

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



CO₂ se estiman precisamente con base en la cantidad de combustibles quemados y en el contenido promedio de carbono de los combustibles.²⁴

Pequeñas cantidades de electricidad importada por Tamaulipas se asume que proviene de los EE.UU. por medio de Texas. Los factores de emisión para el ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), la sub-región eGRID de la EPA EE.UU, se usaron para calcular las emisiones de GEI de la electricidad importada.²⁵

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

Fuente de Energía	EF CO ₂	EF N ₂ O	EF CH ₄
Gas Natural (kg/TJ)	56,100	0.1	1
Combustóleo (kg/TJ)	77,400	0.6	3
Diesel (kg/TJ)	77,400	0.6	3
Importaciones (kg/MWh)	3,131	0.05	0.03

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 Tamaulipas de 1996 al 2008.²⁶ El segundo grupo de registros históricos detalló los consumos de diesel y combustóleo dentro del sector eléctrico en Tamaulipas expresados en Terajoules (TJ) para el periodo de 1996 al 2008.²⁷ 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 del *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER.²⁸ Los flujos importados de electricidad a Tamaulipas son a través de las interconexiones existentes entre México y EE.UU; estas interconexiones son manejadas por el Servicio Eléctrico Nacional (SEN) y el ERCOT.

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 combustión 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

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

²⁵ The Climate Registry. 2008. "General Reporting Protocol v.1.1." Cuadro 14.1. Disponible en: <http://www.theclimateregistry.org/downloads/GRP.pdf>.

²⁶ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²⁷ 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.

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



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 posterior al 2017. Por lo tanto, la cantidad de electricidad producida se nivelará después del 2017. Sin embargo, debido a que Tamaulipas está proyectada para ser un exportador de electricidad neto, se espera que el consumo de electricidad continúe creciendo después del 2017 con cualquier remanente de producción que continúe vendiéndose para consumo fuera del estado. Las emisiones de GEI son estimadas tanto para el escenario basado en la producción como en el escenario basado en el consumo.

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 instalaciones de generación de electricidad de Tamaulipas para estimar el total de la electricidad dentro de las fronteras de Tamaulipas de 1990 a 2007. Los siguientes pasos se tomaron para aplicar los datos disponibles y los supuestos basados en aquellos datos para generar inventario histórico de GEI basados en la producción del sector eléctrico de Tamaulipas.

Generación de electricidad: La generación de electricidad en las plantas generadoras de electricidad en Tamaulipas está reportada en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones anteriores.²⁹ 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 el 2007, siete plantas de ciclo combinado (Rio Bravo CC, Rio Bravo II, Rio Bravo III, Rio Bravo IV, Altamira II, Altamira III & IV, y Altamira V) generaron el 96% de la electricidad del estado usando gas natural; menos del 4% de la electricidad del estado se generó en instalaciones térmicas convencionales de una mezcla de combustóleo y gas natural; y una pequeña cantidad de electricidad (3 GWh) es importada de los EE.UU.³⁰ En el Cuadro A-2 se muestra el resumen de los datos de 2007. La Figura A-1 es una representación de la generación en estas instalaciones en el periodo de 2003 al 2007. La Figura A-1 muestra mucho de la variabilidad en generación durante este periodo para algunas plantas. Esta variabilidad es guiada por el hecho de que algunas plantas fueron puestas en línea durante este periodo y una (Rio Bravo CC) fue cerrada progresivamente.

Gas Natural: Los datos concernientes a la cantidad de gas natural usado en el sector eléctrico están provistos por las *Prospectivas 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

²⁹ 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.

³⁰ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>



el *Balance Nacional de Energía 2007*.³¹ Los valores de consumo de combustible para el combustóleo se obtuvieron del periodo de 1990 a 1994 suponiendo una participación constante de la generación total para cada fuente de generación de combustible fósil

Otros combustibles fósiles: No existe conocimiento del consumo de carbono para el sector eléctrico de Tamaulipas. Los datos de consumo para combustóleo y diesel para los años de 1996 al 2008 fueron provistos directamente al CCS por la SENER.³² Información adicional proporcionada por la CFE incluye una contabilidad mas específica del uso del diesel que los datos de la SENER y proporciona datos para los años 1993 a 1995. 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 barril) usando los valores netos de contenido de energía por año publicados por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*.³³ Los valores de consumo de combustible para combustóleo fueron obtenidos de los años de 1990 a 1992 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 pequeña que contabilizó 54 GWh de generación de electricidad en 2007. Debido a que las *Prospectivas del Mercado de Gas Natural 2008-2017* no proveen ninguna información sobre estas plantas, se asumió que los 54 GWh de electricidad de la planta hidroeléctrica fueron generados en cada año sobre el inventario histórico.

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 Evaluada (MW)	Generación Bruta (GWh)	Consumo de Combustible (TJ)
Altamira	CT	Combustóleo /Gas Natural	800	981	13,762.40
Rio Bravo (Emilio Portes Gil)	CT	Combustóleo	511	4	81.26
Rio Bravo (Emilio Portes Gil)	CC	Gas Natural	511	424	3,282.85
Rio Bravo II (PIE) (Anáhuac)	CC	Gas Natural	495	2,957	22,894.78
Rio Bravo III (PIE)	CC	Gas Natural	495	3,523	27,277.07
Rio Bravo IV (PIE)	CC	Gas Natural	1036	6,052	46,858.03
Altamira II (PIE)	CC	Gas Natural	495	2,063	15,972.92
Altamira III y IV (PIE)	CC	Gas Natural	500	2,576	19,944.86
Altamira V (PIE)	CC	Gas Natural	1121	8,391	64,967.90

CT: termoeléctrica convencional, CC: ciclo combinado
Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

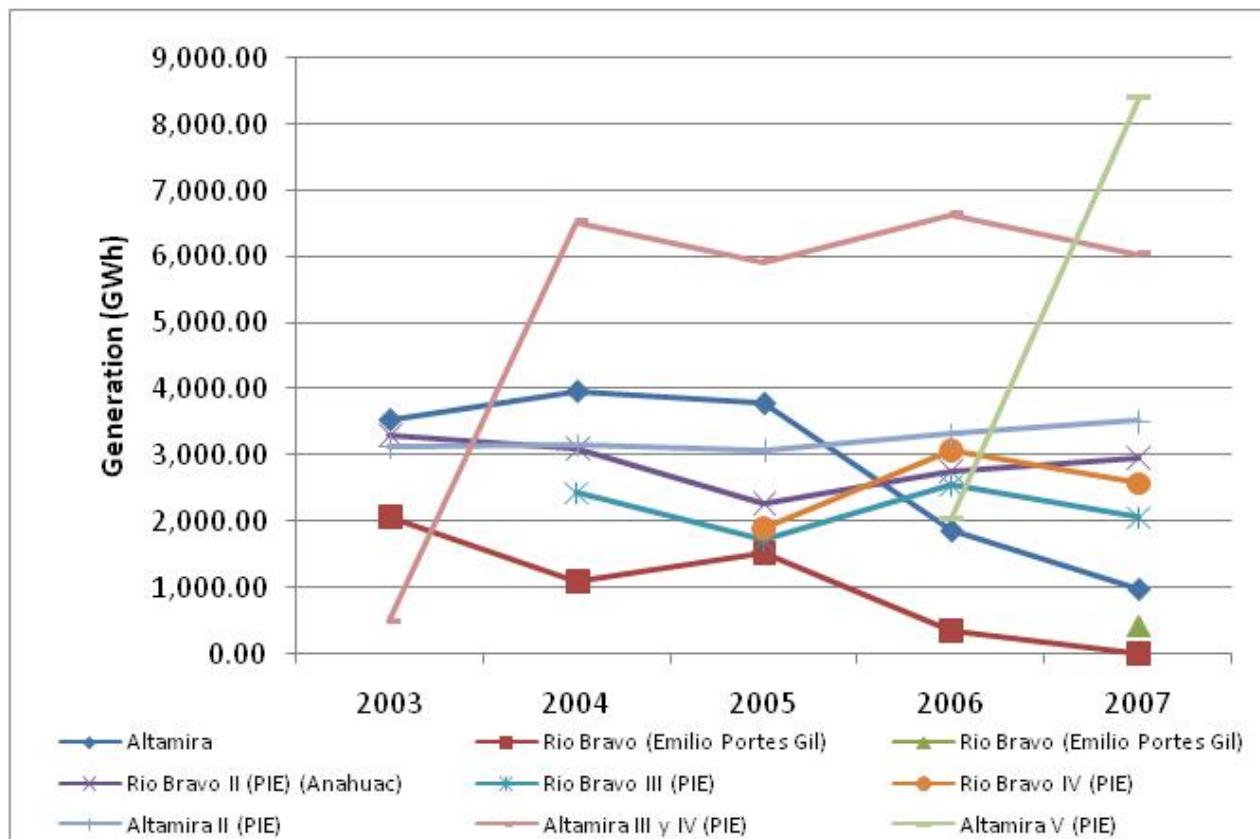
³¹ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

³² 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.

³³ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>



Figura A-1. Generacion de Electricidad por Planta, 2003-2007



PIE: Productores Independientes de Energía (Independent Power Producers)

Metodología para la Proyección de Emisiones Basado en la Producción.

La proyección de emisiones basado en la producción utilizó las proyecciones de la SENER para el uso de combustible, ventas de electricidad y capacidad planeada. La metodología 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 *Prospectivas del Mercado de Gas Natural 2008- 2017*.³⁴ El incremento promedio anual del 3.5% para 2008 al 2017 se aplicó a cada año posterior al 2017; sin embargo, basado en la capacidad disponible y planeada (no existe capacidad planeada para el 2017),³⁵ es evidente que no habrá suficiente capacidad de generación para incrementar el consumo de gas natural posterior al 2017. Por lo tanto, el consumo de gas natural en el sector eléctrico para el 2018 hasta el 2025 se supone será igual a la cantidad de gas natural necesaria para operar las instalaciones en el supuesto 80% de

³⁴ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 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>.

factor de capacidad. El índice de calor calculado para el 2007 se aplicó al consumo proyectado de gas natural para proyectar la generación de electricidad.

Otros combustibles fósiles: De acuerdo a la *Prospectiva del Sector Eléctrico*, no hubo diesel para la generación de electricidad en 2007; por lo tanto, el CCS asumió que el diesel ya no se usa en el sector eléctrico. La cantidad de combustóleo quemado para la generación de electricidad se asume que permanecerá constante hasta el 2015, cuando la turbina de combustión de Altamira sea retirada. Debido a que la suspensión de operaciones en la planta de Altamira reduce la capacidad eléctrica en las plantas que utilizan combustóleo en 82%, se asumió que la energía principal de la combustión de combustóleo disminuirá en 82% para el 2015. El índice de calor en el 2007 para las actuales plantas, como se calculó en el inventario histórico de GEI, es aplicado al combustible usado en las plantas existentes para estimar la generación.

Energía renovable: La SENER no reporta la generación de energía renovable en Tamaulipas³⁶ Por lo tanto, se asume que la electricidad generada anualmente en la planta hidroeléctrica para el 2018 al 2025 será igual a la generación total para el año 2007 (54 GWh).

El Cuadro A-3 y la Figura A-2 muestran el consumo de combustible por tipo para el (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-4 y la Figura A-3 muestran la generación de electricidad sobre este periodo para todo tipo de combustible. Estos gráficos muestran que el gas natural llegó a ser la principal fuente de combustible fósil para la generación de electricidad en Tamaulipas a partir del 2005, mientras que la cantidad de electricidad generada a través de la energía hidroeléctrica permanece constante a lo largo de todo el periodo de inventario y proyección. En las Figuras A-2 y A-3 los picos que ocurren en el periodo del 2008 al 2015 están ligados a las fuentes de información que se utilizaron. La SENER proyectó valores más elevados para los años pares que para los años impares.³⁷ También está representada la reducción en la capacidad de generación que se da cuando la turbina de combustión de Altamira sea retirada en el 2015.

³⁶ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

³⁷ Los valores de los años pares se tomaron de la *Perspectiva del Gas Natural 2007-2016*, Los valores de los años impares se tomaron de la *Perspectiva del Gas Natural 2007-2017*

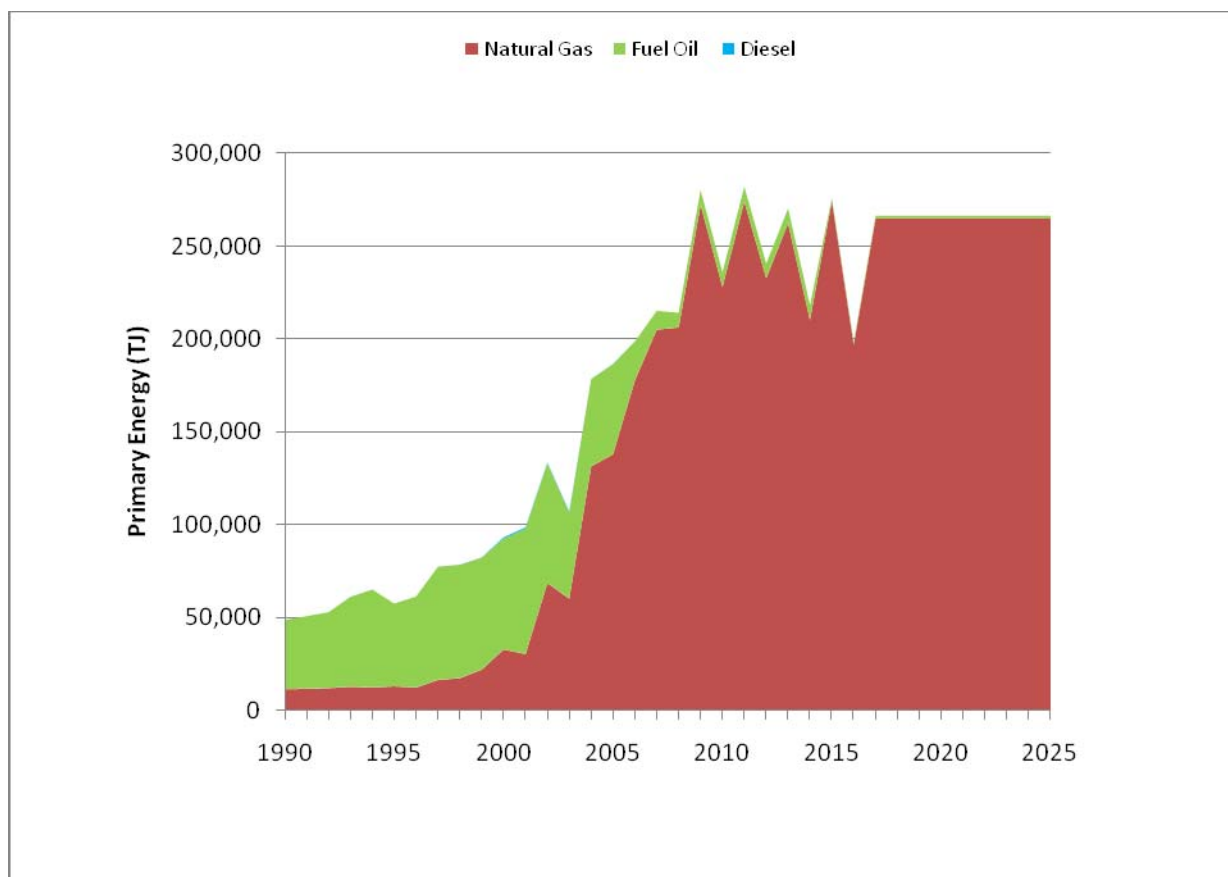


Cuadro A-3. Inventario y Proyección basado en la Producción- Consumo de Combustible Fósil (TJ): 1990-2025

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Consumo Total
1990	11,577	37,216	11	48,805
1995	13,162	44,454	7	57,624
2000	33,007	59,594	638	93,239
2005	137,984	48,429	134	186,547
2010	227,942	7,904	-	235,846
2015	274,284	1,388	-	275,672
2020	264,819	1,388	-	266,207
2025	264,819	1,388	-	266,207

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-2. Inventario y Proyección Basado en la Producción – Consumo de Combustible Fósil: 1990-2025

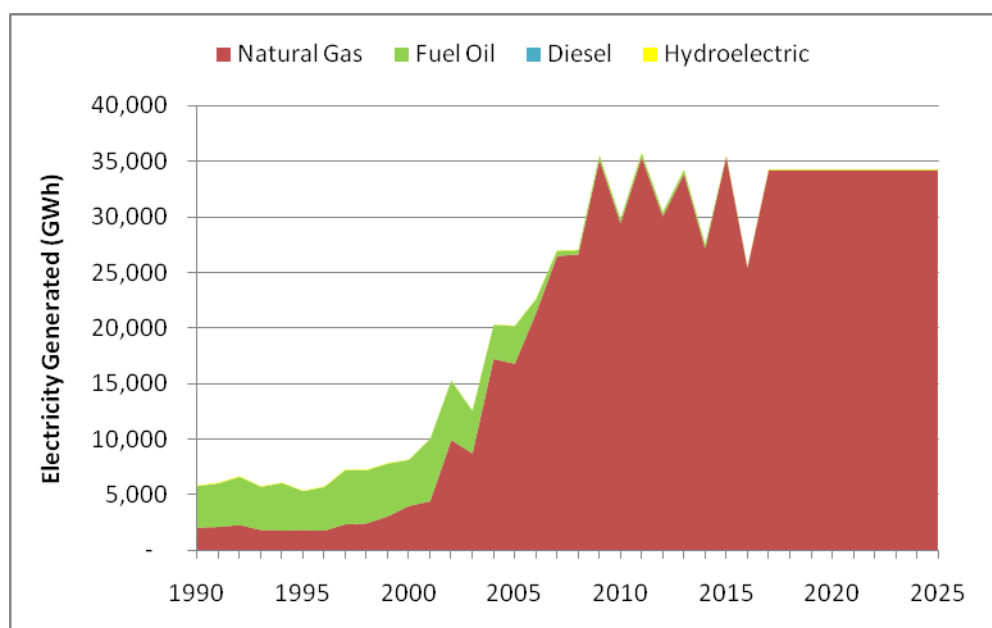


Cuadro A-4. Inventario y Proyección Basado en la Producción – Generación de Electricidad (GWh): 1990:2025

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Hidroeléctrica	Producción Total
1990	2,027	3,750	0.6	66	5,843
1995	1,806	3,510	0.3	51	5,368
2000	3,980	4,135	22	45	8,182
2005	16,784	3,401	6	54	20,245
2010	29,440	389	0	54	29,883
2015	35,425	68	0	54	35,548
2020	34,203	68	0	54	34,325
2025	34,203	68	0	54	34,325

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-3. Generación Total de Electricidad – por Tipo de Combustible



Resultados del Inventario basado en la Producción y Proyección de Casos de Referencia

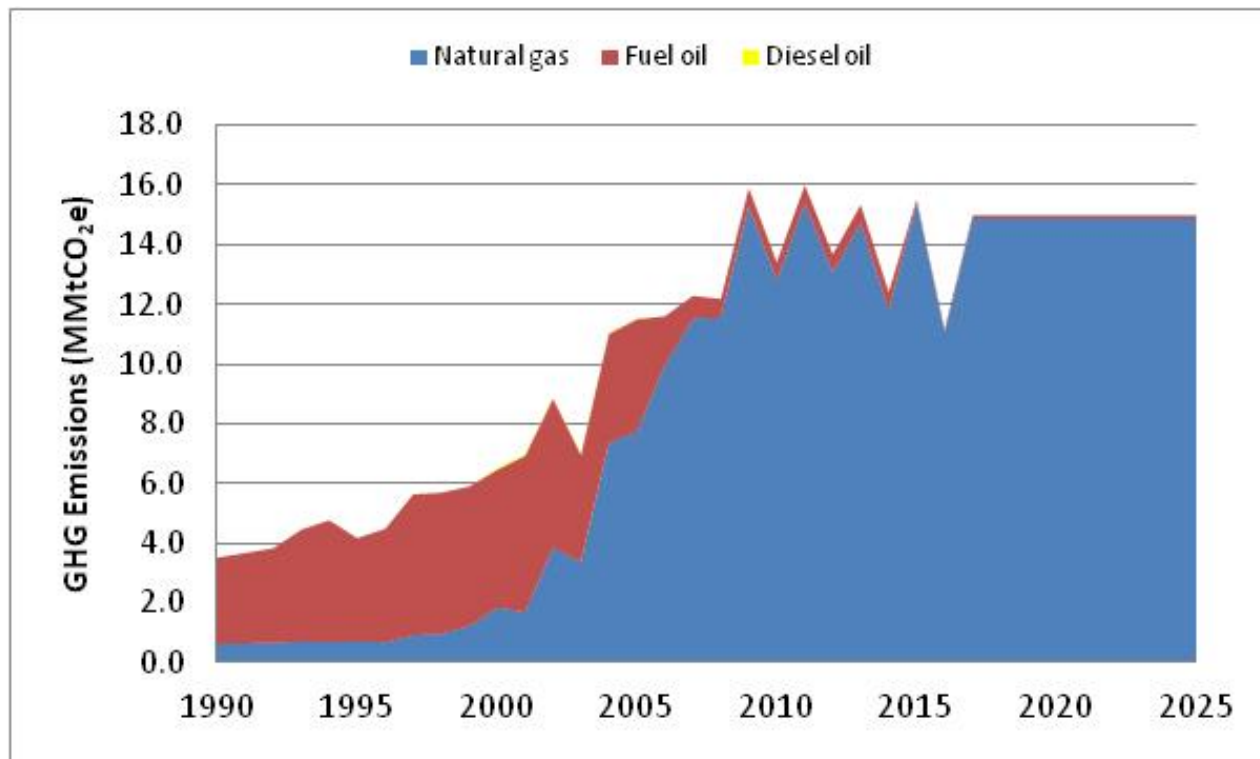
Los métodos descritos en las dos secciones previas provén detalle de como el CCS utilizó la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de los combustibles usados para 1990 hasta el 2025. Las emisiones de GEI con base en la producción histórica y proyectada se muestran en el Cuadro A-5 y en la Figura A-4. La contribución de cada tipo de combustible para las emisiones de GEI está en línea con el consumo de energía fósil en el que las emisiones de GEI derivadas del gas natural dominan el total de estimaciones de las emisiones de GEI con base en la producción después del periodo del 2000 al 2005.

Cuadro A-5. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes del Sector Eléctrico (MTmCO₂e)

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Emisiones basadas en la Producción Total
1990	0.65	2.89	8.0*10 ⁻⁴	3.54
1995	0.74	3.45	5.0*10 ⁻⁴	4.19
2000	1.85	4.63	4.7*10 ⁻³	6.53
2005	7.75	3.76	0.01	11.5
2010	12.8	0.61	0.00	13.4
2015	15.4	0.11	0.00	15.5
2020	14.9	0.11	0.00	15.0
2025	14.9	0.11	0.00	15.0

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-4. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes 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 Tamaulipas incluyendo las emisiones de electricidad importada pero excluyendo las emisiones de electricidad producida en, pero exportada del estado.

$$(A-1) \text{ Electricidad basada en el Consumo (GWh)} = \text{Ventas en el estado} + \text{Perdidas}$$

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. Las pequeñas cantidades de electricidad importada para los años 1993 al 2007 fueron reportadas por los informes de *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER. Mientras esta generación se llevaba a cabo en los Estados Unidos, el factor de emisión promedio para la electricidad generada en la sub-región (Texas) de ERCOT-como se reportó por parte del The Climate Registry-se usó para calcular las emisiones de GEI relacionadas con la electricidad importada. La información sobre las importaciones de otros estados en México no estuvo disponible. Se observa en los informes del *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER que hay capacidad de transmisión conectada a la red de electricidad en Tamaulipas u otros estados mexicanos. Debido a que la cantidad de electricidad producida después de importantes ampliaciones de capacidad en el 2002 excede la cantidad de electricidad consumida en Tamaulipas por un amplio margen, se presume que Tamaulipas es un exportador neto de electricidad en esos años. Para los años en que Tamaulipas fue (o está proyectada a ser) un exportador neto de electricidad, la cantidad de electricidad exportada fue ajustada tomando la diferencia entre la producción de electricidad bruta y la suma de la electricidad vendida y la pérdida de electricidad.

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 Tamaulipas. 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

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 en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=304>



Tamaulipas está indexado a la proyección de la región noreste para los años 2008 al 2017. El incremento anual promedio de 4.6% se aplicó cada año para estimar el consumo total para el periodo de 2018 al 2025; entonces los desgloses específicos de las fuentes fueron multiplicados por los índices de calor del 2007 (TJ/GWh) calculados del inventario histórico de GEI basado en la producción para reportar el contenido de energía usado en los cálculos de emisiones.

Consistente con los inventarios históricos de GEI, las proyecciones de producción de electricidad exceden las ventas de electricidad de 2008 al 2025; no se proyectan importaciones de electricidad para dicho periodo.

Se asume que el porcentaje de electricidad perdida sería igual a la tasa de promedio anual de pérdida (10.7%). Este valor fue escogido como un estimado conservadoramente bajo de pérdida en T&D. La cantidad de electricidad importada anualmente durante el periodo de proyección fue calculada restando la pérdida de electricidad y consumo de la producción.

El Cuadro A-6 y la Figura A-5 muestran la disposición de la energía eléctrica en el estado, incluyendo consumos, importaciones, pérdidas y exportaciones en el estado. La Figura A-6 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.

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 utiliza 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 el Cuadro A-7 y en la Figura A-7. Esta figura desglosa la contribución de cada tipo de combustible al componente de consumo en el estado del caso de referencia basado en el consumo. Las emisiones de pérdidas de electricidad están contabilizadas en las emisiones de fuente de combustible en la Figura A-7. La Figura A-8 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 Tamaulipas. Los picos que ocurren en las Figuras A-5, A-7 y A-8 entre 2008 al 2015 reflejan la variabilidad de las proyecciones de SENER sobre el consumo de gas natural en el sector eléctrico. Las figuras también reflejan la reducción en la capacidad de generación que ocurre cuando la planta Altamira, de turbina de combustión a combustóleo, sea retirada en el 2015.

Cuadro A-6. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado (GWh): 1990-2025

Inventario basado en el Consumo				
Año	Consumo TM	Importación	Perdida	Exportación
1990	3,432	0	623	1,787
1995	4,651	5	573	149
2000	6,483	9	867	840
2005	7,775	0	5,061	7,409
2010	9,167	0	6,624	14,092
2015	11,574	0	6,201	17,772
2020	14,458	0	4,367	15,500
2025	18,104	0	2,746	13,476

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

Figura A-5. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado: 1990-2025

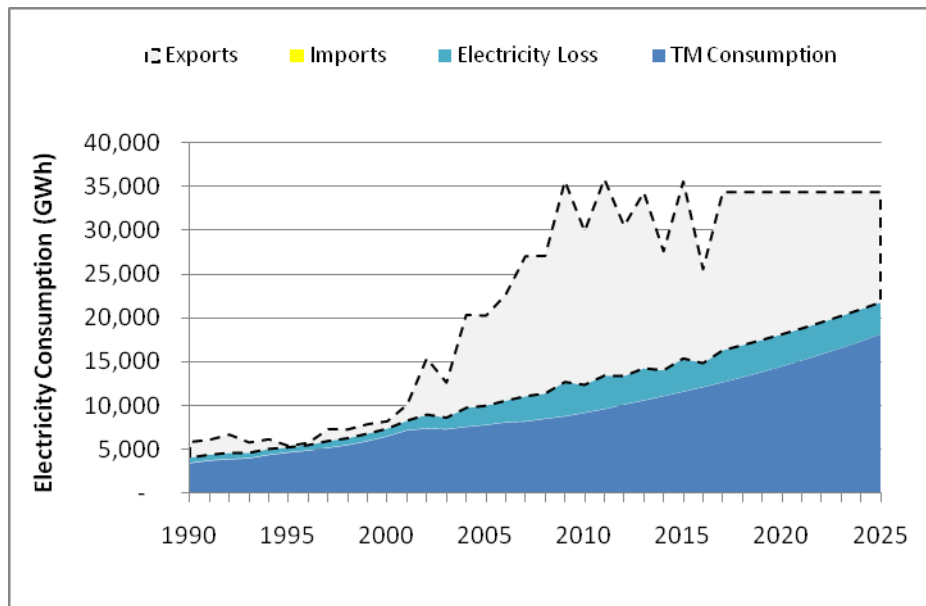
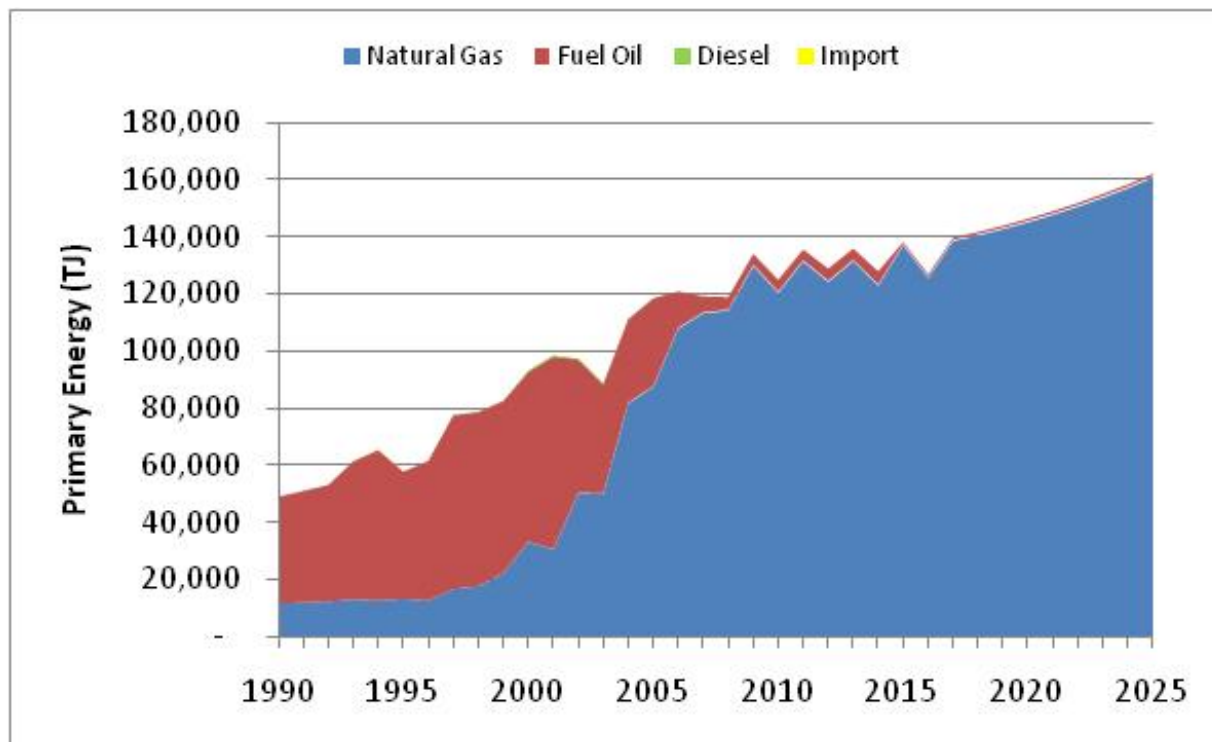


Figura A-6. Inventario y Proyección Basado en el Consumo – Uso de Energía Fósil: 1990-2025



Cuadro A-7. Emisiones Totales de GEI relacionadas con el Consumo de Electricidad (MTmCO₂e)

Año	Consumo TM	Importaciones	Perdida	Emisiones basadas en el Consumo Total	Exportaciones
1990	2.61	0.00	0.38	2.98	1.08
1995	3.43	0.04	0.45	3.92	0.12
2000	4.20	0.07	0.69	4.97	0.67
2005	4.42	0.00	2.88	7.30	4.22
2010	4.11	0.00	2.97	7.09	6.33
2015	5.05	0.00	2.71	7.76	7.75
2020	6.31	0.00	1.91	8.21	6.76
2025	7.90	0.00	1.20	9.10	5.88

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

Figura A-7. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo Total

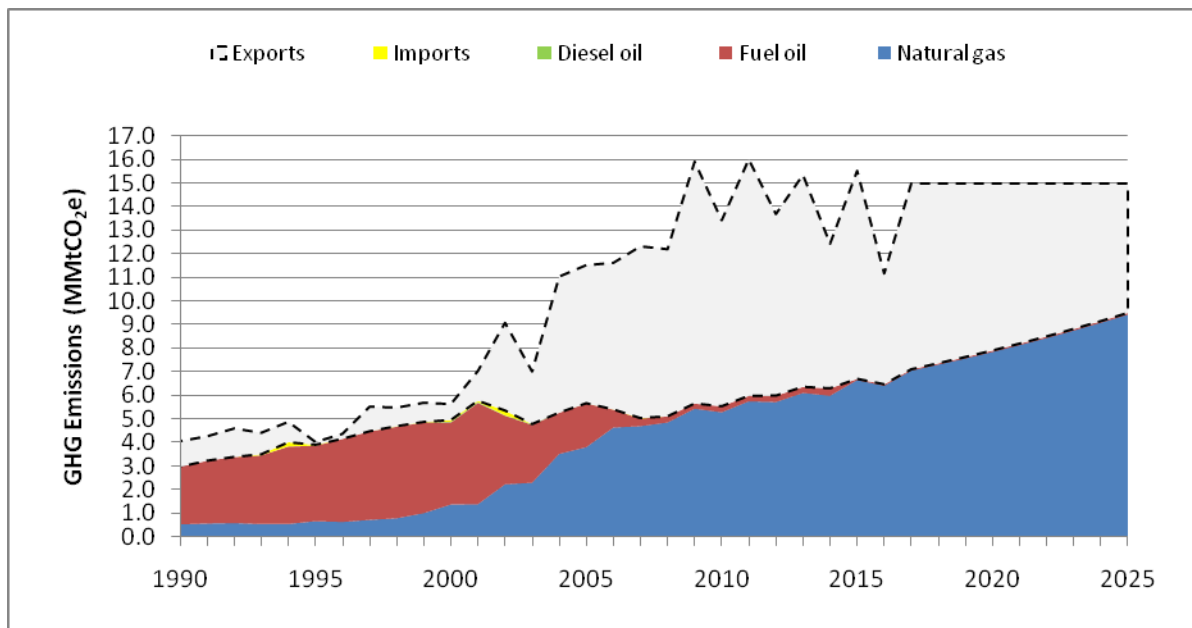
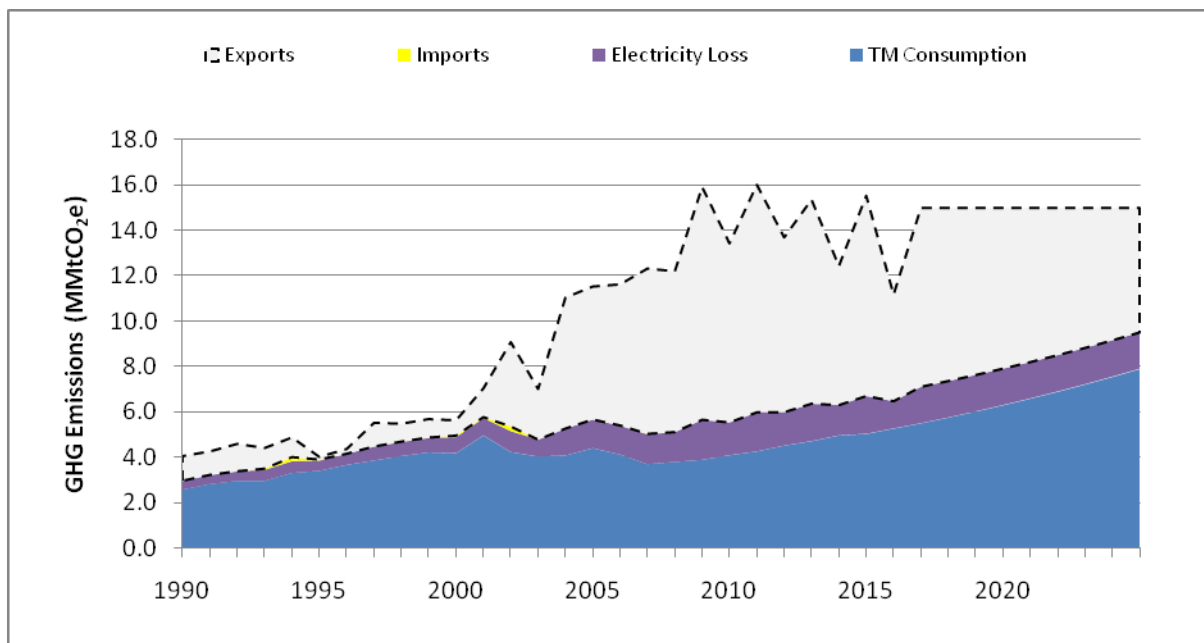


Figura A-8. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo –por Componente



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 uso de la electricidad en sitio y las estimaciones de pérdida en T&D se asumieron durante el periodo del inventario histórico y se basan en las tasas de pérdida comparable con otros estados mexicanos teniendo como base el estudio de la Universidad de Rice. Durante el periodo de la proyección la tasa de pérdida se asume que es reducida debida a la reducción en robo el cual puede ser o no un supuesto valido. Las mejoras de todas estas estimaciones podrían ayudar a obtener un inventario y una proyección más precisa relacionada con estas emisiones así como con las exportaciones de electricidad.
- 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 están reportadas en los informes de *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 Tamaulipas 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 el uso en la evaluación de de contribuciones futuras de exportaciones e importaciones de emisiones de GEI del sector eléctrico en Tamaulipas.
- 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.
- Existen incertidumbres relacionadas con la mezcla de combustible a lo largo de todo el estado, factores de emisiones y factores de conversión (para convertir electricidad de 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 Tamaulipas. Para las plantas de calor combinado y de poder que generan y venden electricidad a la red de poder, el uso de combustible relacionado con las instalaciones es agregado por combustible y por sector y por lo tanto no puede ser desglosado fácilmente para que

pueda ser reportado bajo el suministro de energía eléctrica y el sector de uso. Por lo tanto, estas emisiones son reportadas en el sector de uso de combustible industrial. 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 poder.

- 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 Tamaulipas.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

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

Descripción General

Las actividades en los subsectores RCI⁴¹ producen 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 3.2 MTmCO₂e, de las cuales el 78% fueron emitidas por fuentes industriales, 18% 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 1.⁴²

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 quema, 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 quema (incluyendo la eficiencia de quema y carbono retenido en la escoria y

⁴¹ 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.

⁴² 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



las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa.⁴³ Por lo tanto, es posible estimar las 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 mismos. 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.⁴⁴ Afortunadamente, el CH₄ y N₂O contribuyen muy poco al total de las emisiones de CO₂e derivadas de los procesos de combustión. 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 equivalente (CO₂e).

Con el fin de plasmar la diferencia entre las emisiones de CH₄ y N₂O, los factores de emisión por defecto 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.⁴⁵ 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
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	1
	Combustóleo	77,400	0.6	3
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	5
	Biocombustibles Sólidos: Leña	112,000	4	300

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 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

⁴⁵ 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.⁴⁶ La SENER atribuyó todo el consumo de diesel al subsector industrial. Previo a 1993, el consumo se extrapoló linealmente a 1990. Los valores de la proyección se derivaron por el cálculo del índice de crecimiento medio anual (3.8%) del juego de datos de la SENER de 2004-2009 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.

Combustóleo

El consumo de combustóleo en el sector RCI se estimó restando las ventas de combustible del sector eléctrico de las ventas totales en el estado de 1990-2007.⁴⁷ Los valores de la proyección se obtuvieron por medio del cálculo del índice de crecimiento medio anual (-13.2%) para 1990-2005 y aplicándolo a los años 2008-2025.

Cuadro B-2. Índices de Crecimiento Anual en la proyección RCI

Fuente	Tipo de Combustible	Índice de Crecimiento Anual
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	1.6%
Industrial	Diesel	3.8%
	Gas Licuado de Petróleo	3.6%
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	2.8%
	Gas Natural	0.3%
	Combustóleo	-13.2%
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	-0.7%
	Gas Natural	4.0%
	Biocombustibles Sólidos: Leña	1.3%

Gas Licuado de Petróleo

El consumo estatal de 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 combinados 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

⁴⁶ La información sobre el consumo de diesel fue preparada por la SENER por la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales (APMARN) de Nuevo León.

⁴⁷ Sistema de Información Energética - productos petrolíferos. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.

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>.



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, -0.7% para el subsector residencial, 0.3% para industrial y 1.6% 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 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 (Ej. 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 0.3% para el subsector industrial y 4.0% para los subsectores residencial, comercial y transporte. En Tamaulipas, el subsector industrial domina el consumo de gas natural. El consumo reportado del sector residencial, comercial y transporte es sólo el 6.8% 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 (6.4%) e infiere en la parte de la población que depende de la leña como combustible para cocinar. La SENER facilitó los datos sobre el

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>.



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 (1.3%) 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.

Resultados

El uso de energía en el sector RCI dio un total de 51,807 Terajoules (TJ) en 2005. Los valores del consumo de energía se muestran en el Cuadro B-3.

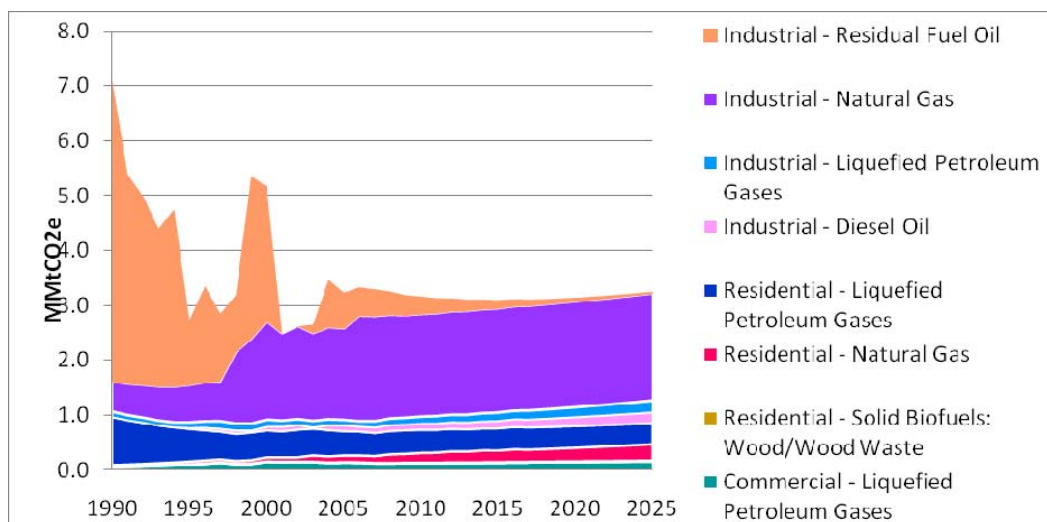
Cuadro B-3. Histórico de Energía Usada en el Sector RCI en TJ

Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	628	1,388	2,161	1,953
Industrial	Diesel	20	338	999	1,485
	Gas Licuado de Petróleo	228	950	1,551	1,224
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	1,250	598	407	312
	Gas Natural	9,522	11,886	31,654	29,402
	Combustóleo	70,174	15,281	31,445	8,459
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	13,500	9,057	7,474	6,744
	Gas Natural	501	718	1,135	1,943
	Biocombustibles sólidos: Leña	235	264	291	285
Total		96,059	40,480	77,116	51,807

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 3.2 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MTmCO₂e) de los cuales el 78% está relacionado con la quema de combustible en el subsector industrial, 18% es procedente del subsector residencial y 4% del subsector comercial. En 2005, el consumo de gas natural industrial representó el 51% del uso de energía RCI, seguido por el consumo de combustóleo industrial (21%) y el consumo de GLP residencial (13%).

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

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 3.3 MTmtCO_{2e} de los cuales el 74 % proviene de la quema de combustible industrial, 21% de la quema de combustible residencial y 5% de la quema de combustible comercial. En general, las emisiones del sector RCI se derivan de la quema de gas natural y combustóleo 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 (MTmCO_{2e})

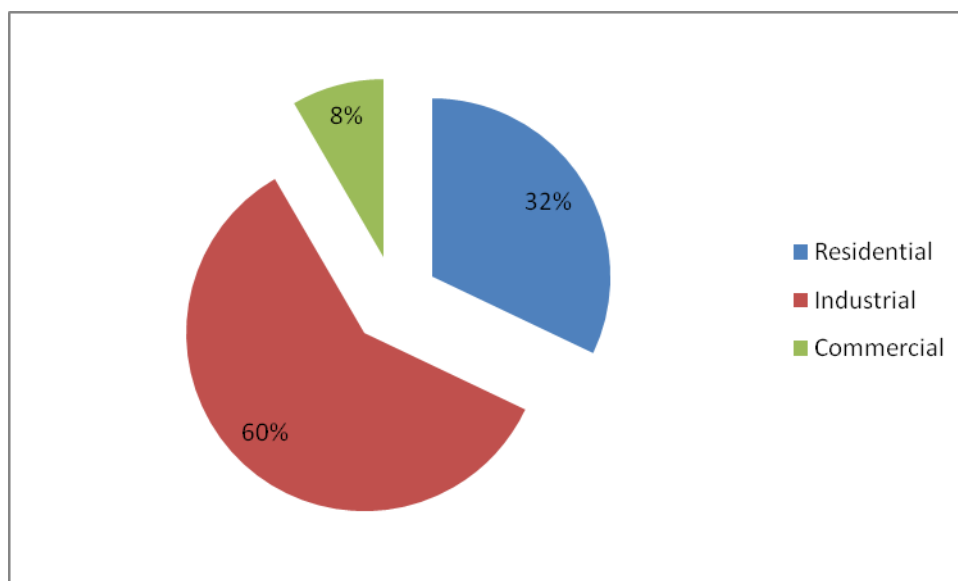
Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	0.04	0.09	0.14	0.13	0.11	0.12	0.14	0.15
Industrial	Diesel	0.00	0.03	0.07	0.11	0.12	0.14	0.17	0.21
	Gas Licuado de Petróleo	0.01	0.06	0.10	0.08	0.10	0.12	0.18	0.21
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	0.08	0.04	0.03	0.02	0.02	0.03	0.00	0.00
	Gas Natural	0.54	0.67	1.79	1.66	1.86	1.89	1.92	1.94
	Combustóleo	5.50	1.20	2.46	0.66	0.32	0.16	0.08	0.04
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	0.87	0.59	0.48	0.44	0.42	0.40	0.39	0.38
	Gas Natural	0.03	0.04	0.07	0.11	0.17	0.20	0.24	0.29
	Biocombustibles Sólidos: Leña	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Total		7.10	2.73	5.16	3.23	3.16	3.10	3.14	3.25

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	1%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%
Industrial	Diesel	0%	1%	1%	3%	4%	5%	6%	6%
	Gas Licuado de Petróleo	0%	2%	2%	2%	3%	4%	6%	7%
	GLP-Agricultura	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
	Gas Natural	8%	25%	35%	51%	59%	61%	61%	60%
	Combustóleo	77%	44%	48%	21%	10%	5%	3%	1%
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	12%	21%	9%	13%	13%	13%	12%	12%
	Gas Natural	0.4%	2%	1%	3%	5%	6%	8%	9%
	Biocombustibles Sólidos: Leña	0.3%	0.9%	0.5%	0.8%	0.9%	1.0%	1.0%	1.1%

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 (60%), seguido de los subsectores residencial (32%) y comercial (8%). 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. 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



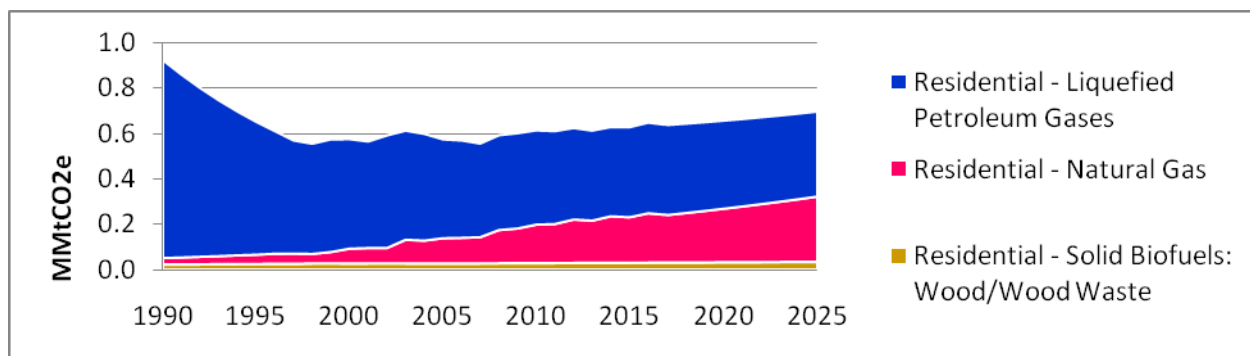
Cuadro B-6. Índices de Crecimiento Anual en Ventas Históricas de Electricidad

Sector	1990-2005*
Residencial	6.0%
Comercial	2.5%
Industrial	6.1%
Total	5.6%

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

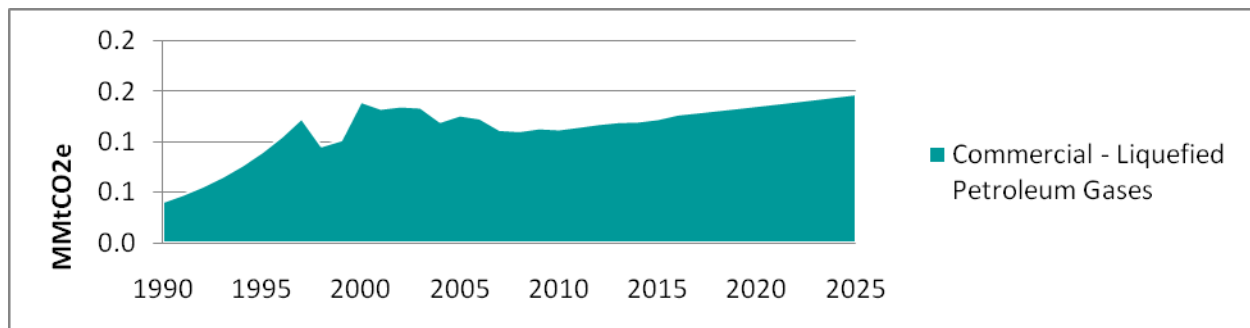
Las emisiones procedentes de las fuentes residenciales fueron motivadas por la quema de GLP las cuales representaron el 76% de las emisiones residenciales totales en 2005. Las emisiones relacionadas con la quema de leña y gas natural representaron el 1% y el 3% del total de las emisiones residenciales, 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 1990 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 se incrementen en un 21%. 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



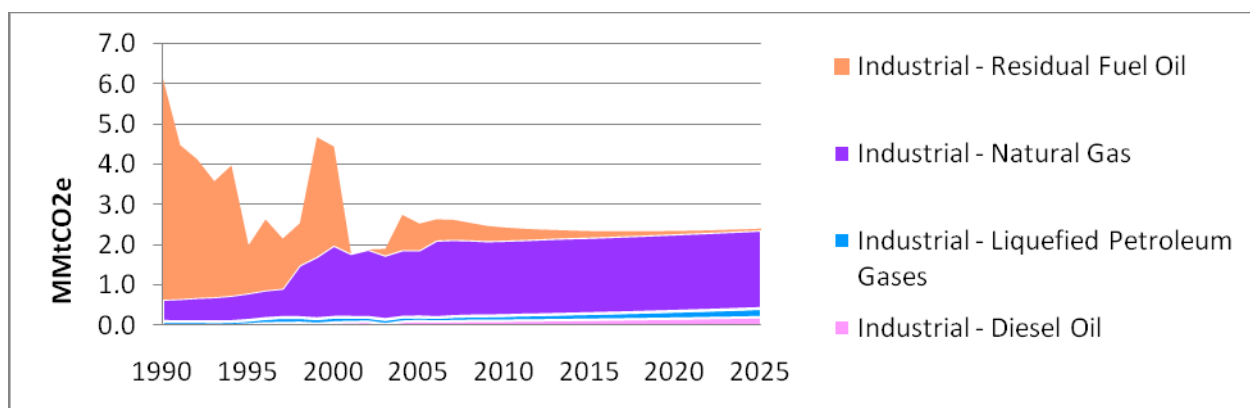
Las emisiones procedentes de fuentes comerciales ascendieron a 0.1 MTmCO₂e en 2005 y se debieron a la quema de GLP la cual está relacionada con el uso de estufas. Parece plausible que el negocio de restaurante utilice GLP en cantidades significativas. Si ese es el caso, entonces los valores de las emisiones 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 17% o aproximadamente 0.8% 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 (57%) seguido del combustóleo (15%) y diesel (4%). La contribución de la quema de GLP al total de las emisiones fue de 3%. Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI se muestran en la Figura B-5. Los datos de consumo de combustóleo se estimó restando las ventas de combustible del sector eléctrico del total de las ventas de petróleo de 1990-2007.⁵² Se asumió que la diferencia era atribuible a los usos industriales. Los valores de la proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento anual (-13%) para los años 1990-2005 y aplicándolo a los años 2008-2025. La alta volatilidad en el consumo de combustóleo en los años recientes influyó en gran medida en los índices de consumo proyectados. Los valores de la proyección pueden ser más altos si las recientes disminuciones en el consumo de combustóleo prueban ser una anomalía (ver información adicional bajo Incertidumbres Principales). Los datos sobre el consumo de GLP incluyeron un desglose de la quema relacionada con la industria agrícola. El GLP fue el único combustible para el cual se contó con información con el fin de obtener el consumo agrícola del resto del consumo industrial.

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



⁵² Sistema de Información Energética - productos petrolíferos. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.

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 se atribuyeron 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 Tamaulipas fueron atribuidos al subsector residencial. En el futuro, el mejor desglose a nivel del sector podría ser posible con el uso de encuestas a proveedores de combustible.

El consumo de combustóleo se estimó restando las ventas de combustible del sector eléctrico de las ventas totales de combustible en el estado. Este consumo se asumió que se diera en el subsector industrial. La alta volatilidad en el consumo de combustóleo contribuye con importante incertidumbre a las proyecciones de consumo para este combustible. Se requieren datos adicionales sobre el consumo industrial en el estado para mejorar la proyección.

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.

Apéndice C. Consumo de Energía en el Transporte

Descripción General

En este apéndice se presenta un resumen de las emisiones relacionadas con cada una de 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 97% de las emisiones de gases de efecto invernadero seguido de las emisiones de N₂O (3%) y CH₄ (0.5%) sobre una base de dióxido de carbono equivalente.

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:

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

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)⁵³

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)

⁵³ 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 Tamaulipas.⁵⁴ Debido a la limitada información sobre el consumo de diesel en el sector de ferrocarril, se aplicaron los datos nacionales a Tamaulipas basados en la proporción de longitud de vías férreas en Tamaulipas. El Cuadro C-1 menciona todas las fuentes de transporte y sus datos correspondientes a la actividad. 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
Transporte carretero – Gasolina	Estado de Tamaulipas: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Transporte carretero – Diesel	Estado de Tamaulipas: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Transporte carretero – GLP	Estado de Tamaulipas: consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de gas LP 2007 - 2016
Transporte carretero – Gas Natural	Estado de Tamaulipas: consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de Gas Natural 2007 - 2016
Embarcaciones Marítimas	Consumo nacional de diesel marino, 1990-2002	Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002
	Consumo nacional de diesel marino, 2003-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva de Petrolíferos 2008 – 2017
	Toneladas de cabotaje de carga ⁵⁵ en puertos mexicanos, 2000-2002	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Anuario Estadístico 2000-2007
Aviación	Estado de Tamaulipas: consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía de Tamaulipas: 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 Tamaulipas	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Longitud de Vías Férreas Existentes Por Entidad Federativa Según Tipo de Vía ⁵⁶

⁵⁴ Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos, <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.

⁵⁵ Cabotaje se refiere al transporte de bienes entre dos puntos dentro del mismo país.

⁵⁶ Secretaría de Comunicaciones y Transportes: “ Longitud De La Red Carretera Y Ferroviaria Por Mesoregión



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 Tamaulipas, 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
Transporte carretero –Gasolina	2.6%	2.8%	1.9%	1.7%
Transporte carretero-Diesel	1.8%	3.4%	2.5%	2.2%
Transporte carretero – GLP	-25.5%	-1.4%	0.0%	0.0%
Transporte carretero – Gas Natural	14.5%	14.9%	8.6%	6.2%
Aviación	-12.8%	3.0%	2.8%	2.5%
Embarcaciones marítimas	2.0%	2.3%	1.3%	1.4%
Ferrocarril	2.0%	2.3%	1.3%	1.4%

Transporte Carretero

El consumo anual de gasolina y diesel en Tamaulipas 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 y de gas natural en el transporte no estuvo disponible para Tamaulipas; 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. Para el GLP, la proporción de 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 Tamaulipas. El mismo método se utilizó para calcular el consumo de gas natural para transporte en Tamaulipas.

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.

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



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

El consumo de diesel marino no estuvo disponible para Tamaulipas, por lo tanto, el consumo se estimó para este combustible asignando el uso nacional al nivel estatal. El consumo de combustible marino nacional para 1990-2002 se tomó del inventario nacional de GEI. Los valores de consumo crecieron de 2002 a 2007 usando los valores de consumo de diesel marino de la *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* de la SENER. El consumo nacional fue adjudicado a Tamaulipas usando la proporción de cabotaje nacional de carga marina en los puertos de Tamaulipas. Cabotaje se refiere al transporte de bienes entre dos puntos dentro del mismo país. La carga transnacional no se incluyó de acuerdo a las Directrices del IPCC. Los datos de carga marina estuvieron disponibles para el periodo de 2000 al 2007. Las proporciones de cabotaje en Tamaulipas para 1900-1999 se supuso fueron el mismo que la proporción estimada para el 2000.

El consumo de combustóleo para Tamaulipas no estuvo disponible. El consumo de combustóleo marino es pequeño comparado con el consumo de diesel marino. Debe haber una pequeña cantidad de aceite marino incluido en el consumo total de combustibles reportado en el sector RCI.

Aviación

El consumo de turbosina en Tamaulipas para los años 1990-2007 se obtuvo de la SENER. El consumo de gas avión en Tamaulipas no estuvo disponible; sin embargo, el gas avión solo representa cerca del 1% de total de combustible para la aviación en México.⁵⁷ Por lo tanto, las emisiones de este combustible se consideraron como carentes de importancia.

El consumo de turbosina para el 2007 fue significativamente más bajo que en los años anteriores (3.6 TJ en 2007 comparado con 527 TJ en 2006 y 560 TJ en 2005). El dato del consumo está basado en las ventas de combustible y en el combustible comprado en un año podría actualmente ser consumido en otro año; por lo tanto, el valor de las ventas de combustible en 2008 se obtuvo de la SENER (735 TJ) y el consumo de 2007 se estimó como el promedio de las ventas para 2006, 2007 y 2008 (422 TJ).

Ferrocarriles

El consumo de diesel para ferrocarriles no estuvo disponible para Tamaulipas; por lo tanto, el consumo para este combustible se estimó adjudicando los usos nacionales al 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 Tamaulipas utilizando la proporción de líneas ferroviarias en Tamaulipas. La actividad actual, como las miles de toneladas de carga ferroviaria proveería información más precisa; sin embargo, estos datos no están disponibles.

Resultados

Durante los años del inventario (1990 a 2005), las emisiones totales generadas por el sector transporte incrementó un 98% alcanzando los 7 MTmCO_{2e} 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 95% del total de las emisiones de GEI en el sector transporte en 1990. La fuente de mayor crecimiento a través del tiempo fue las embarcaciones marítimas con un crecimiento promedio anual de 22% de 1990 a 2005, seguido por el GLP en transporte carretero (20%).

En el 2025, las emisiones totales provenientes del sector transporte se espera que sean del orden del 12 MTmCO_{2e} representando un incremento del 235% en 1990. Las emisiones del transporte carretero se espera que representen el 96% del total de las emisiones de transporte para el 2025. Las emisiones derivadas del diesel marino se espera que se incrementen un 1.4% de las emisiones provenientes del sector transporte en 2025 de 0.3% en 1990. Las emisiones por parte del sector de la aviación representarán menos del .03% en 2025, un 2% por debajo en 1990. Las emisiones por parte del sector ferrocarril se espera que representen un 1% del total de las emisiones del sector transporte en el 2025, un 2% por debajo en 1990.

⁵⁷ Instituto Nacional de Ecología: Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002.

En el Cuadro C-4 y en la Figura C-1 se presenta el resumen de las estimaciones 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 para intervalos seleccionados.

Cuadro C-4. Emisiones de GEI del Sector Transporte (MTmCO_{2e})

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transporte Carretero – Gasolina	1.93	2.49	2.92	3.83	4.58	5.27	5.79	6.31
Transporte Carretero – Diesel	1.38	1.62	2.30	2.67	3.32	3.92	4.43	4.94
Transporte Carretero - GLP	0.01	0.03	0.14	0.14	0.06	0.05	0.05	0.05
Transporte Carretero – Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.04	0.06	0.08
Aviación	0.08	0.06	0.43	0.04	0.02	0.02	0.03	0.03
Embarcaciones Marítimas	0.01	0.04	0.08	0.17	0.12	0.14	0.15	0.16
Ferrocarril	0.08	0.07	0.07	0.07	0.09	0.10	0.11	0.12
Total	3.49	4.30	5.94	6.92	8.21	9.55	10.61	11.69

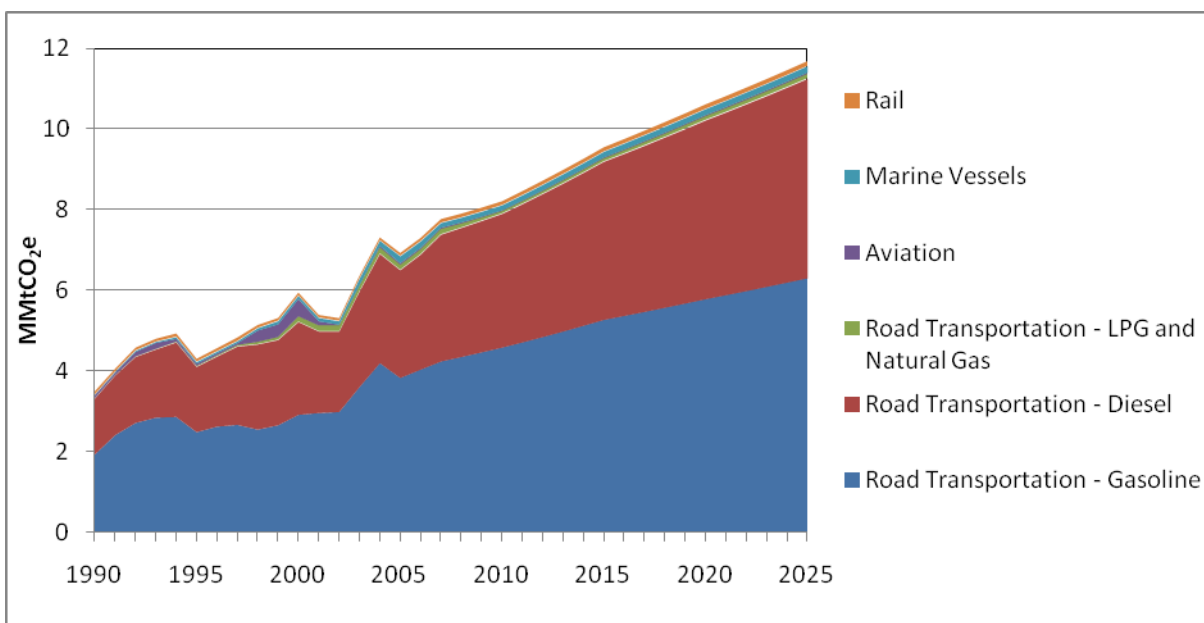
Cuadro C-5. Distribución de las Emisiones de GEI en el Sector de Transporte

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transporte Carretero – Gasolina	55.5%	57.9%	49.1%	55.4%	55.8%	55.2%	54.5%	54.0%
Transporte Carretero - Diesel	39.7%	37.7%	38.7%	38.6%	40.4%	41.1%	41.8%	42.3%
Transporte Carretero - GLP	0.3%	0.6%	2.4%	2.0%	0.7%	0.5%	0.5%	0.4%
Transporte Carretero – Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%
Aviación	2.2%	1.3%	7.2%	0.6%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%
Embarcaciones Marítimas	0.3%	1.0%	1.4%	2.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%
Ferrocarril	2.2%	1.5%	1.1%	1.0%	1.1%	1.1%	1.0%	1.0%

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

Fuente	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Transporte Carretero – Gasolina	98%	65%	226%
Transporte Carretero - Diesel	93%	85%	257%
Transporte Carretero - GLP	1451%	-62%	482%
Transporte Carretero – Gas Natural	NA	NA	NA
Aviación	-46%	-25%	-60%
Embarcaciones Marítimas	1839%	-8%	1675%
Ferrocarril	-11%	67%	48%
Total	98%	69%	235%

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 la actividad.⁵⁸ Los consumos de combustible para ferrocarril no estuvieron disponibles y tuvieron que ser estimados con base en el consumo nacional. Las emisiones de combustóleo marino no se estimaron para este inventario. El combustóleo es usado en buques oceánicos del tipo que es más probable que se use para embarques transnacionales. De acuerdo a las Directrices del IPCC, los embarques transnacionales no deberían ser incluidos en el inventario nacional. Debiera haber una pequeña cantidad de combustóleo incluido en las estimaciones totales de combustible en el sector RCI. Para ferrocarril, las emisiones nacionales fueron asignadas a Tamaulipas 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 mismo 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 las cuales no están

⁵⁸ 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>.

disponibles. Sin embargo, este método requiere estadísticas de vuelo por tipo de aeronave el cual no está disponible.

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 Tamaulipas serían preferidas ya que el consumo de combustible en Tamaulipas podría crecer a una proporción diferente que en el resto de México.

Significativamente, 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 inglés) de los EE.UU. fueron revisados a través del Acta de Seguridad e Independencia Energética (EISA, por sus siglas en inglés) 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 Tamaulipas 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 reflejan 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 Tamaulipas y cuyas emisiones se calculan en este inventario son los siguientes:

Emisiones de dióxido de carbono:

- 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^{59,60}

Sustitutos de 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*]⁶¹

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

Emisiones de dióxido de carbono procedentes de:

- Emisiones sin combustión de la producción de cemento;
- Producción de cal
- Producción y consumo de carbonato sódico
- Producción de amoníaco y urea
- Producción de hierro y acero

Emisiones de metano procedentes de:

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

⁵⁹ 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.

⁶⁰ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 2, Sección 2.5.

⁶¹ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 7, Sección 7.5.



Emisiones de oxido nitroso procedentes de:

- Producción de ácido nítrico
- Producción de ácido adípico⁶²

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 aluminio⁶³

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).⁶⁴ 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.⁶⁵ 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

⁶² No hay producción de ácido adípico en México de acuerdo al Instituto Nacional de Ecología. 2008. *Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2002*.

⁶³ Idem. El Aluminio solo se produce en el estado de Veracruz. .

⁶⁴ Esta evaluación de RETC se basa en los datos recuperados antes de 1 de junio de 2009, del sitio <http://app1.semarnat.gob.mx/retc/tema/faq.html>

⁶⁵ IPCC 2006, Volumen 3, Capítulo 1, p.1.8



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 sugiere que el juego de datos del 2004 está incompleto en comparación con el 2005.

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
INDUSTRIA ALIMENTICIA			
DULCES FAMOSOS DE MEXICO S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂		2,970
EMBOTELLADORA DE TAMPICO S.A. DE C.V.	CO ₂	2,837	
PASTEURIZADORA FRONTERIZA S.A. DE C.V.	CO ₂	208	214
PROTEÍNAS BÁSICAS S.A. DE C.V.	CO ₂	73,417	59,430
PRODUCTOS COMPUESTOS DE DIFERENTES MATERIALES			
BISSELL MEXICO S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂		
INDELPRO S. A. DE C. V.	CO ₂		33,088
PRODUCTOS DE METAL			
IMI MANUFACTURING DE MEXICO S.A DE C.V.	CO ₂	1,354	
INDUSTRIA FABRICADORA DE ALUMINIO S. DE R.L.D E C.V.	CO ₂	76,747	940
INDUSTRIAS INTERLAKE, S.A. DE C.V.	CO ₂		13
MODINE TRANSFERENCIA DE CALOR S.A. DE C.V.	CO ₂		302
PRODUCTOS DE PLASTICO			
CEBAL AMERICAS DE REYNOSA S. DE R.L DE C.V	CO ₂		0.1
AUTOMOTRIZ			
DELPHI INTERIOR SYSTEMS DE MÉXICO S.A. DE C.V			
OPERACIONES RIMIR	CO ₂		5,513
TECNOLOGIA MODIFICADA S.A. DE C.V.	CO ₂		1
TRW VEHICLE SAFETY SYSTEMS DE MEXICO S.A. DE C.V	CO ₂		20
TRW VEHICLE SAFETY SYSTEMS DE MEXICO SA DE CV	CO ₂	470	1,005
ALCOHOL Y TABACO			
EMBOTELLADORA CIUDAD VICTORIA S.A. DE C.V.	CO ₂	4,599	4,136
EMBOTELLADORA MANTE S.A. DE C.V.	CO ₂	1,406	2,073
ELECTRONICA			
MOTORES REYNOSA S.A DE C.V.	CO ₂	507	811
SONY NUEVO LAREDO S.A. DE C.V. PLANTA CPC	CO ₂		3
GENERACION ELECTRICA			
CFE CENTRAL TERMoeLECTRICA ALTAMIRA	CO ₂	3,236,932	
TRIGEN ALTAMIRA S.A. DE C.V.	CO ₂		42,272
METALURGICA (INCLUYE ACERO)			
AMMEX PRODUCTOS INTERNACIONAL S. DE R.L. DE C.V. PLANTA 7	CO ₂		0.02
CASTLIGHT DE MEXICO SA DE CV	CO ₂	557	
CIVES ACERO S.A. DE C.V.	CO ₂		53
FANSTEEL DE MEXICO S. DE R.L DE C.V.	CO ₂	1,083	
OTROS			
IMPRESORA DONNECO INTERNACIONAL	CO ₂		
PETROLEO Y PETROQUIMICA			
BJ SERVICESCOMPANY MEXICANASADE CV	CO ₂	235	
GASODUCTOS DE TAMAULIPAS S. DE R.L. DE C.V.	CH ₄	38	
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA ARCABUZ CULEBRA	CO ₂	126,866	324,135
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA BURGOS	CO ₂	69,255	
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA CULEBRA NORTE	CO ₂	136,309	
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA REYNOSA	CO ₂	645,609	
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION R. N. ACTIVO INT. BURGOS SISTEMA FRANCISCO CANO	CO ₂		7,332
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION R. N. SISTEMA PEÑA BLANCA ACTIVO INTEGRAL BURGOS	CO ₂		28,975
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION R.N. ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA CUERVITO	CO ₂		46,952



SECTOR/COMPANIA	Contaminante	2004	2005
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION R.N. ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA CUITLAHUAC	CO ₂		24,564
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION R.N. ACTIVO INTEGRAL BURGOS SISTEMA LAREDO	CO ₂		308,826
PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA COMPLEJO PROCESADOR DE GAS BURGOS	CO ₂	66,891	230,012
PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA COMPLEJO PROCESADOR DE GAS REYNOSA	CO ₂	165,541	330,714
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA SECTOR MADERO	CO ₂		0.4
PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA SUPERINTENDENCIA DUCTOS REYNOSA	CH ₄	124	
PEMEX REFINACIÓN SECTOR DE DUCTOS MADERO	CO ₂	11,981	
PEMEX REFINACION TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION REYNOSA TAM.	CO ₂		7
PEMEX REFINACION TERMINAL MARÍTIMA MADERO	CO ₂		0.6
REGION NORTE, AIPRA, ÁREA ALTAMIRA, SISTEMA ARENQUE	CO ₂		0.7
REGION NORTE, AIPRA, ÁREA ALTAMIRA, SISTEMA ÉBANO	CO ₂		10
PINTURAS Y TINTAS	CO ₂		
JOHNS MANVILLE INDUSTRIAL S.A.DE C.V.	CO ₂		0.00002
PRODUCTOS OXIDADOS DE MEXICO S DE R.L. DE C.V.	CH ₄		0.2
VESTIDO			
BON WORTH INTERNATIONAL S. DE R.L. DE C.V.	CH ₄	0.3	
QUIMICA			
PETROCEL S.A.	CO ₂		323,468
PRODUCTORA DE TEREFTALATOS DE ALTAMIRA S.A. DE C.V.	CO ₂		38,484
SHIN ETSU POLYMER MEXICO S.A DE C.V.	CO ₂		0.3
SONY NUEVO LAREDO S.A. DE C.V.	CO ₂		11
TI GROUP AUTOMOTIVE SYSTEMS S. DE R.L DE C.V	CO ₂	4,210	2
TRW DELPLAS S.A. DE C.V	CO ₂		23
WELDMEX INDUSTRIES S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂		70
TEXTILES			
GST AUTOLEATHER DE MEXICO S.A. DE C.V.	CO ₂		4,600
NIEN HSING INTERNATIONAL VICTORIA S.A. DE C.V.	CO ₂	12,987	
VIDRIO			
VIDRIO DECORATIVO OCCIDENTAL S.A DE C.V	CO ₂		0.3
TOTAL		4,640,162	1,821,031

Emisiones Históricas y Proyecciones de Casos de Referencia

Las emisiones de gases de efecto invernadero fueron estimadas usando las Directrices de 2006 del IPCC.⁶⁶ El Cuadro D-2 identifica la información para cada categoría de la fuente de 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.

Basado en las estadísticas de la Cámara Nacional de Cemento⁶⁷ y del Servicio Geológico Mexicano,⁶⁸ el CCS determinó que no hay producción de cemento, cal, hierro ni acero en Tamaulipas.

⁶⁶ Directrices de 2006 del IPCC, Volumen 3.

⁶⁷ Cámara Nacional de Cemento statistics. http://www.canacem.org.mx/la_industria_del_cemento.htm.

⁶⁸ Servicio Geológico Mexicano. *Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada*. Estadísticas por Producto para Minerales Metálicos y no Metálicos, Capítulo IV.



Para el consumo de los carbonatos, se supuso que el consumo fuera igual a la extracción de la de ellos en el estado. Los datos de extracción de piedra caliza sólo estuvieron disponibles para 2003-2007. Se supuso que los valores de la producción de piedra caliza para 2002 fueran los mismos que para 2003 y los valores para 1990-2002 se estimaron asumiendo la misma tendencia encontrada en los valores de producción nacional de piedra caliza del inventario nacional de GEI. Para estimar las emisiones por consumo de caliza, se aplicó un factor de emisión 2006 IPCC de 0.44 toneladas de CO₂ por tonelada de caliza.

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
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	1994-2007	Tm de piedra caliza consumida	Se asumió que el consumo fuera igual a la producción procedente de la minería. Fuente: Servicio Geológico Mexicano. 2008. <i>Anuario Estadístico de la Minería Mexicana Ampliada, 2007</i> . Estadísticas por Producto para Minerales Metálicos y no Metálicos, Capítulo IV.
Sustitutos de SACO	1980-2007	Número de vehículos en circulación	Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación. http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx

Los métodos del IPCC no fueron usados para estimar 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.⁶⁹ Este enfoque consiste en basar las emisiones en el número de vehículos operados durante cada año en el estado 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 de 2006 del IPCC, Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero;⁷⁰ 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.⁷¹ 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

⁶⁹ *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.

⁷⁰ El metodo del IPCC esta basado en ventas de quimicos por aplicacion.

⁷¹ 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.



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 IPCC⁷²; 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 GEI⁷³. Las emisiones asociadas con el HCFC-22 se incluyeron en este inventario para información del lector (ver Cuadro D-6); no obstante, no se incorporarán en el resumen de las emisiones de GEI estatales.

El Cuadro D-3 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 tasas 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 el volumen total de producción fueron obtenidos del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG).⁷⁴

Cuadro D-3. Enfoque para Estimar las Proyecciones para 2005 al 2025

Categoría de la Fuente	Supuestos de Proyección	Índices de Crecimiento Promedio Anual			
		2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	Basado en el volumen físico de producción del SNIEG para 2003-2006	-4.9%	0.4%	0.4%	0.4%
Sustitutos de SACO	Basado en los datos del padrón vehicular del INEGI para 2003-2006	3.2%	2.2%	1.9%	1.8%

Resultados

Las emisiones de GEI han sido resumidas en la Figura D-1 y en el Cuadro D-4. La distribución de las emisiones en el sector de procesos industriales se muestra para los años seleccionados en el Cuadro D-5. En 2005, se estimó que las emisiones de GEI de los procesos industriales sin combustión fueron aproximadamente 0.19 MTmCO₂e. La fuente más grande de emisiones está asociada con los sustitutos de SACO generados por los sistemas de aire acondicionado móviles. Las emisiones de la proyección de procesos industriales y uso de productos están proyectadas para alcanzar los 0.27 MTmCO₂e para el 2025, de los cuales el 93 % será generada como un resultado de los sustitutos de SACO.

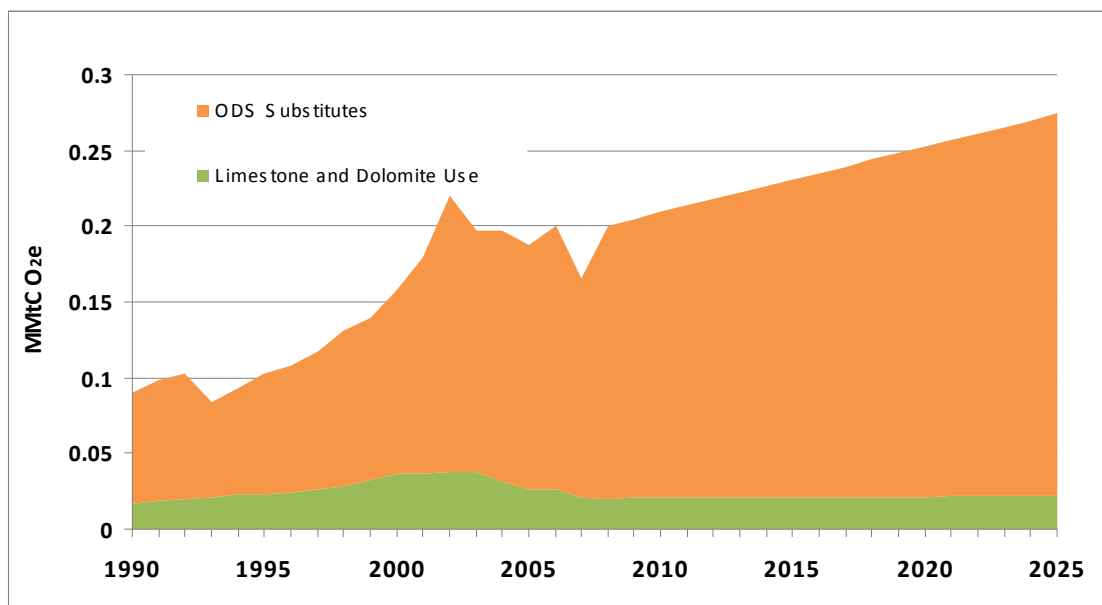
⁷² Consultado en mayo de 2008 en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

⁷³ 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).

⁷⁴ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG), <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx?s=est&c=125&e=08>.



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



Cuadro D-4. Emisiones de GEI Históricas y Proyectadas para Procesos Industriales (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.02	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Sustitutos de SACO	0.07	0.08	0.12	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25
Gran Total	0.09	0.10	0.16	0.19	0.21	0.23	0.25	0.27

Cuadro D-5. Distribución de Emisiones de GEI para Procesos Industriales (Por ciento)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	22%	20%	25%	16%	10%	9%	8%	7%
Sustitutos de SACO	78%	80%	75%	84%	90%	91%	92%	93%

Cuadro D-6. Emisiones de HCFC por Refrigeración y Aire Acondicionado

Año	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Refrigeración (kg HCFC-22)	983	1,105	1,204	1,322	1,390	1,452	1,517
Aire Acondicionado (kg HCFC-22)	23,488	26,388	28,747	31,577	33,188	34,674	36,226
Emisiones Totales (MtmCO ₂ e)	0.042	0.047	0.051	0.056	0.059	0.061	0.064

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:

- El consumo de piedra caliza y 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.
- La incertidumbre significativa proviene del método adoptado para estimar las emisiones de GEI de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados para Tamaulipas según el enfoque descrito en el inventario de GEI de 2005 para Baja California.⁷⁵ 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, las 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 puede ser usada 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 relacionada 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, para el 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.

⁷⁵ *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].

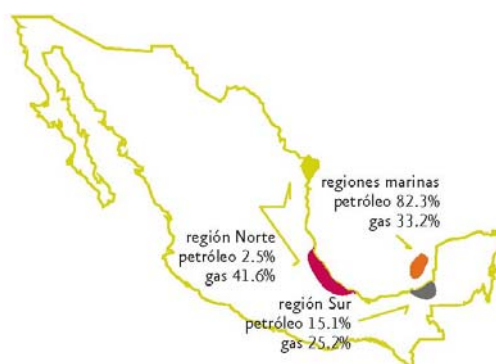
Apéndice E. Industrias de Combustibles Fósiles

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.⁷⁶

En México las reservas de combustibles fósiles están predominantemente localizadas alrededor del Golfo de México⁷⁷ (Ver Figura E-1). La ubicación de Tamaulipas en la región del Golfo ha alentado el desarrollo de la infraestructura que sostiene la exploración, producción y procesamiento de petróleo y gas natural. PEMEX opera una refinería de petróleo en Maderos y dos centros de procesamiento de gas natural alrededor de las ciudades de Reynosa y Burgos. Maderos es la refinería más vieja en el sistema petrolero nacional y fue modernizada en el 2002 para elevar su capacidad de refinación de 155 a 190 mil barriles por día.⁷⁸ El centro de procesamiento en Burgos inicio operaciones en 2004 procesando 241 millones de pies cúbicos de gas natural e incrementando rápidamente su producción a 804 millones de pies cúbicos para 2007. En 2007, la participación del procesamiento de gas natural en Tamaulipas fue 23% de la producción nacional.⁷⁹ Mientras que la información a nivel estatal relacionada con el procesamiento de gas natural y petróleo se encontró, los datos de la producción de gas natural y petróleo no estuvieron disponibles durante el desarrollo de este inventario; se cree que estas actividades se dan Tamaulipas. Se requerirá información adicional para desarrollar las estimaciones de emisiones para estos segmentos de la industria.

Figura E-1. Producción de Petróleo y Gas por Región⁸⁰



Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.
La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

⁷⁶ 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.

⁷⁷ 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

⁷⁸ <http://www.gasandoil.com/goc/company/cnl25012.htm>

⁷⁹ PEMEX. *Anuario Estadístico*. 2008.

⁸⁰ Secretaría de Energía. *Balance Nacional de Energía 2006*. (p.37)

Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

Para el desarrollo del cálculo de emisiones de gas natural y de los sistemas de petróleo, 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, el más simple 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%).⁸¹

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*⁸² 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 segregación 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.⁸³ 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 herramienta diseñada para facilitar el desarrollo de los inventarios de emisiones de GEI en el estado (Método C).⁸⁴ 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 a 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. Dos exenciones destacadas fueron las estimaciones de emisiones de gas

⁸¹ 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.

⁸² Ver Capítulo 2, Sección 2.7.1.2. El documento está disponible en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/

⁸³ 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.

⁸⁴ Información adicional sobre el SIT de la EPA disponible en www.epa.gov/climatechange/emissions/state_guidance.html



derivadas de la producción y procesamiento de gas natural donde el CCS dependió en los factores de emisión (Método A) debido a la falta de registros que detallan la cantidad de pérdidas fugitivas y fulguración en Tamaulipas. El valor medio fue seleccionado del rango de valores por defecto en el Cuadro 4.2.5 de las Directrices del IPCC 2006.

Las emisiones de la industria petrolera también son importantes en Tamaulipas. El CCS comparó las estadísticas sobre el volumen de petróleo refinado en siete plantas históricas desde 1990 con los valores reportados en el tercer inventario nacional de México.⁸⁵ El volumen de petróleo refinado fue consistente en ambas fuentes de información y también se encontró que la planta refinadora en Madero procesó entre 12 y 14% del total de petróleo crudo.

Para la selección de los factores de emisión, el CCS consideró tres métodos: *Directrices* del IPCC 1996, *Directrices* del IPCC 2006 y *Herramienta para Inventarios Estatales de Gases de Efecto Invernadero* (SIT) de la EPA de los EE.UU. Todos los tres métodos calculan las emisiones en función del volumen del petróleo procesado en cada uno de los tres segmentos de la industria: producción, refinación y transportación.

Existe una gran incertidumbre relacionada con las estimaciones de las emisiones provenientes de la industria petrolera. Las *Directrices* del IPCC 2006 concluyen que el nivel de incertidumbre varía entre -40 y +800%.⁸⁶ El CCS comparó los factores de emisión de cada método y observó que sus valores podrían diferir por dos órdenes de magnitud (Ver Cuadro E-1). En ausencia de métodos y factores de emisión específicos desarrollados para México, el CCS optó por aplicar los factores de emisión de la EPA de los EE.UU. a los datos de actividad en Tamaulipas ya que este alcance es consistente con los inventarios regionales incluyendo los estados de Arizona, Nuevo México y Nuevo León. Otra razón es que la EPA de los EE.UU. ofrece un factor de emisión para las actividades de refinación de petróleo donde las más recientes *Directrices* del IPCC 2006 no. Finalmente, el factor de emisión para la producción de petróleo provee un valor medio entre los factores por defecto de las *Directrices* del IPCC 1996 y 2006.

Cuadro E-1. Comparación de los Factores de Emisión para la Industria Petrolera

Segmento	IPCC 1996	EPA	IPCC 2006	Unidades
Producción	16.29	588.83	4766.03	kg de CH4/1000-barril
Refinación	4.58	5.06	Ninguno	kg de CH4/1000-barril
Transportación	4.58	1.34	0.86	kg de CH4/1000-barril

Para el desarrollo de las emisiones en el sector de Industria de Combustibles Fósiles, el CCS combinó los métodos y los factores de emisión que cubrieron el mayor número de fuentes y proveyó la más mínima cantidad de incertidumbre. El Cuadro E-1 muestra un número selecto de factores de emisión que en conjunto con los datos de la actividad rigen las emisiones del inventario y proyección.

⁸⁵ INE. Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2002. Available at <http://www.ine.gob.mx/cpcc-lineas/640-cpcc-inventario-3>

⁸⁶ Los valores por defecto del IPCC están basados en estudios no publicados en China, Rumania y Uzbekistán. Ver *Directrices* del IPCC 2006, Volumen 2, Capítulo 4, Cuadro 4.2.5.



Cuadro E-1. Factores de Emisión de la Industria de Combustibles Fósiles

Actividad	Factores de Emisión	
<i>Procesamiento de Gas Natural</i>		
Volumen de gas natural procesado	12.2	Toneladas de CH ₄ por millones de metros cúbicos por año (IPCC 2006-fuentes fugitivas)
<i>Transmisión de gas natural</i>		
Millas de tubería de transmisión	0.6	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad (SIT)
Número de estaciones compresoras de gas	964.1	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad (SIT)
<i>Distribución de gas natural</i>		
Millas totales de tubería de distribución	2.122	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad (SIT)
Número total de servicios	0.015	toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad (SIT)
<i>Sistemas de petróleo</i>		
Petróleo refinado (1000-barriles)	5.06	Kg de CH ₄ por año por actividad (SIT)
Petróleo transportado (1000-barriles)	1.34	Kg de CH ₄ por año por actividad (SIT)

Emisiones de la Industria de Gas Natural

Las actividades que generan emisiones de GEI en el sistema de gas natural de Tamaulipas incluyen producción, procesamiento, transmisión y distribución. 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),⁸⁷ así como también proporcionó datos sobre el número de usuarios atendidos por esta infraestructura (indicando el número de medidores). La primera referencia sobre la infraestructura de transmisión y distribución de gas natural data de 1997 del CRE.⁸⁸ Debido a la limitada cantidad de registros históricos, existe parte de incertidumbre alrededor de las estimaciones de emisiones para el periodo 1990 a 1997 para este segmento de la industria. Sin embargo, las pérdidas de metano durante la transmisión y distribución no son importantes contribuidores a las emisiones totales del sector. El CRE ofreció información sobre compañías autorizadas para construir y operar las líneas de gas natural y la fecha de estas concesiones.⁸⁹ PEMEX proporcionó el número de estaciones de compresión de gas natural actuales y proyectadas.⁹⁰ Además, los *Anuarios Estadísticos* de PEMEX proporcionaron las estadísticas de procesamiento de gas para el periodo 1990-2007 para los centros de procesamiento en Reynosa y Burgos.

⁸⁷ 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>

⁸⁸ Ver pie de nota 6.

⁸⁹ Una lista de permisos para la transmisión y distribución de gas natural está disponible en <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>

⁹⁰ De la presentación titulada "Crecimiento del Mercado de Gas Natural: Retos para la Comercialización".



Emisiones de la Industria Petrolera

La refinación de petróleo se lleva a cabo en la refinería Madero de Tamaulipas. Los volúmenes de los procesos estuvieron disponibles en el *Anuario Estadístico* de PEMEX.⁹¹ En 2005, la planta Madero refinó 141.9 mil barriles de petróleo crudo u 11% de la producción nacional para ese año. Las estadísticas sobre la cantidad de petróleo crudo producido en el estado no estuvo disponible, por lo tanto el CCS no pudo determinar las estimaciones de las emisiones para este segmento de la industria. Una evaluación de las emisiones fugitivas de la producción de petróleo requerirá más investigación y colaboración con las autoridades en PEMEX. Las emisiones fugitivas de la transportación de petróleo crudo se estimó con base en el supuesto de que la cantidad de petróleo transportado en el estado por medio de tubería, camiones cisternas y camiones era equivalente al volumen de petróleo procesado durante la refinación. Las emisiones para este segmento de la industria son insignificantes en comparación con el total de las emisiones totales de la industria de combustibles fósiles. Una evaluación más precisa de las emisiones fugitivas de la producción de petróleo requerirá más investigación y colaboración con las autoridades en PEMEX.

Emisiones de la Industria del Carbón

No existe producción ni procesamiento de carbón en Tamaulipas.

Proyección de Emisión

El Cuadro E-3 provee una descripción de las fuentes de datos y los alcances usados para desarrollar las estimaciones históricas y proyecciones del sector de combustibles fósiles. La proyección es guiada por las emisiones fugitivas de la producción de gas natural. Tamaulipas alberga dos de las diez plantas procesadoras de gas en México lo que representa el 23.8% del procesamiento de gas natural nacional en 2007. La SENER estima que la planta procesadora de gas de Burgos alcanzará la capacidad de producción de 1,876 millones de pies cúbicos por día en el 2011.⁹² Esto representa un incremento del 678% de 2004, el año en que la planta de Burgos inicio operaciones. Este es un incremento muy grande en la producción proyectada misma que necesitará ser analizada en inventarios futuros y en actualizaciones de proyección.

Debido a la gran inversión envuelta en la construcción de la infraestructura de transmisión de gas natural, la proyección no supuso ampliaciones a la tubería de transmisión a la que ya existía en el 2005. Sin embargo, PEMEX proyecta la instalación de 3 nuevas estaciones compresoras para el 2014; por otra parte, se supuso que la red de distribución y el número de usuarios crecería anualmente en 3.9 % hasta el 2010, en la misma proporción que el crecimiento en el número de hogares equipados con estufas de gas de 1990 al 2000.⁹³ Este crecimiento vigoroso representa el rápido desarrollo del sector de gas natural en México y a través de la región fronteriza en

⁹¹ PEMEX. Anuarios Estadísticos, 2001 & 2006.

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=2&catid=2624&contentID=2633>

⁹² SENER. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017. 2007. (p. 142)

⁹³ 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*.



particular. El CCS supuso que las emisiones de la proyección crecerían en la misma proporción que la población (0.91%) para el periodo 2011-2025.⁹⁴

La proyección para los sistemas de petróleo fue elaborado usando el crecimiento proyectado por la SENER en el mercado nacional de petróleo crudo. La SENER proyecta un crecimiento medio anual de 0.8% para el periodo 2008-2017.

Cuadro E-3. 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 y Supuestos Clave
Producción de gas natural	Volumen de gas natural procesado	No disponible	Ninguno
Procesamiento de gas natural, ventilación y fulguración	Volumen de gas natural procesado	PEMEX	1990 al 2007
Transmisión de gas natural	Millas de tubería de transmisión	CRE SENER	Permiso fechado el 19/6/98 = 8 km Permiso fechado el 2/6/99 = 627 km Permiso fechado el 12/9/02 = 114 km Permiso fechado el 26/9/02 = 58 km
	Número de estaciones compresoras de gas para transmisión	PEMEX	Anterior al 2000 = 0 Proyectado al 2014 = 3
	Número de estaciones de almacenaje	No están presentes en Tamaulipas	
Distribución de gas natural	Millas de tubería de distribución	CRE SENER	Permiso fechado el 17/11/97 = 366 km Permiso emitido el 05-06 = 1664 km
	Numero de servicios	CRE SENER	Permiso fechado el 17/11/97 = 366 km Permiso emitido el 05-06 = 1664 km
Refinación de petróleo	Volumen de petróleo refinado	PEMEX	Barriles de petróleo refinado 1990-2005
Transportación de Petróleo	Volumen de petróleo crudo transportado	No disponible	Se supuso era igual a los barriles de petróleo refinado 1990-2005
Minería de carbón	Toneladas de producción	No están presentes en Tamaulipas	

Resultados

El Cuadro E-3 muestra las emisiones estimadas de la industria de combustibles fósiles en Tamaulipas durante el período de 1990 a 2025. La producción de gas natural es el principal contribuidor a las emisiones del inventario y proyección. Esta característica podría cambiar cuando los valores de la producción de petróleo y gas natural lleguen a estar disponibles. Las contribuciones relativas a las emisiones totales del sector se muestran en el Cuadro E-5. La Figura E-2 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).

⁹⁴ Consejo Nacional de la Población. <http://www.conapo.gob.mx/>



Cuadro E-4. Emisiones Históricas y Proyectadas de la Industria de Combustibles Fósiles en MTmCO_{2e}

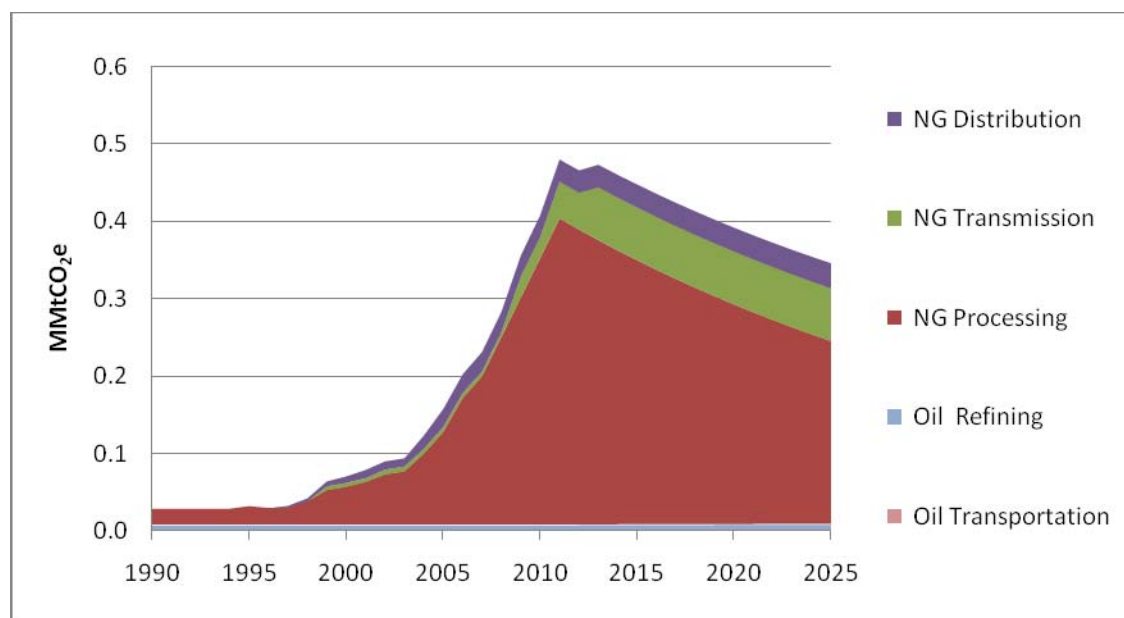
Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de GN	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Procesamiento de GN	0.02	0.02	0.05	0.12	0.34	0.34	0.28	0.24
Transmisión de GN	0.00	0.00	0.01	0.01	0.03	0.07	0.07	0.07
Distribución de GN	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Producción de petróleo	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Refinación de petróleo	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Transportación de petróleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.03	0.03	0.07	0.16	0.41	0.45	0.39	0.35

ND = No hubo datos disponibles. Los totales no suman debido al redondeo.

Cuadro E-5 Distribución de Emisiones Históricas y Proyectadas por Fuente

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de GN	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Procesamiento de GN	73.3%	76.3%	70.0%	76.2%	84.5%	76.3%	72.4%	68.3%
Transmisión de GN	0.0%	0.0%	7.3%	4.2%	6.7%	15.3%	17.5%	19.8%
Distribución de GN	0.0%	0.0%	12.0%	14.9%	7.0%	6.6%	7.9%	9.4%
Producción de petróleo	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Refinación de petróleo	21.1%	18.8%	8.4%	3.8%	1.5%	1.4%	1.7%	2.0%
Transportación de petróleo	5.6%	5.0%	2.2%	1.0%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Figura E-2. Tendencias en las Emisiones de la Industria de Combustibles Fósiles (MTmCO_{2e})



Incertidumbres Principales

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

- Las emisiones fugitivas derivadas de la producción de gas natural no fueron estimadas. Se requiere un esfuerzo considerable para realizar una evaluación de las emisiones basada en los registros de operación en cada uno de los pozos.
- Las emisiones fugitivas de la producción de petróleo no fueron estimadas. Se requiere un esfuerzo considerable para realizar una evaluación de las emisiones basadas en las estadísticas de producción estatal.
- Las metodologías del IPCC evalúan la incertidumbre inherente de los métodos Nivel 1 para la producción y procesamiento de gas natural en un rango de ± 70 . Por otro lado, los factores de emisión de la EPA de los EE.UU están basados en los promedios de toda la industria de los EE.UU. Importantes incertidumbres permanecen alrededor de las estimaciones de emisiones provenientes de los sistemas de gas natural y petróleo hasta que las emisiones fugitivas sean reveladas con base en los registros de operación y mantenimiento y en estudios locales (por lo menos específicos para los estados mexicanos).
- 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 entubado.

Apéndice F. Agricultura

Descripción General

Las emisiones contempladas en este apéndice se refieren a las emisiones no energéticas de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) 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 CO₂ 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 CH₄ 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 CH₄ como subproducto. Además, el ganado rumiante produce más CH₄ debido a la actividad digestiva de su gran estómago glandular.
- *Manejo del estiércol*: Las emisiones de CH₄ y N₂O derivadas del almacenamiento y el manejo del estiércol de ganado (Ej. en estercoleros, 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 más anaeróbicas sean las condiciones, más CH₄ se produce, ya que las bacterias que ayudan a la descomposición y que generan CH₄, se desarrollan mejor en condiciones en las que el oxígeno es limitado. En contraste, las emisiones de N₂O aumentan cuando las condiciones son aeróbicas. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:
 - Emisiones de CH₄ procedentes del manejo del estiércol;
 - Emisiones directas de N₂O procedentes del manejo del estiércol;
 - Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la lixiviación de nitrógeno seguida de la aplicación de estiércol;
 - Emisiones indirectas de N₂O procedentes de la volatilización de nitrógeno (Ej. amoníaco), seguida de la aplicación de estiércol con subsecuente deposición de nitrógeno, des-nitrificación y emisiones de N₂O.
- *Suelos agrícolas*: El manejo de los suelos agrícolas puede producir emisiones de N₂O y flujos netos de dióxido de carbono (CO₂) que generen emisiones o sumideros. En general, las modificaciones a los suelos mediante las cuales se agrega a estos nitrógeno, también pueden generar emisiones de N₂O. Las aportaciones de nitrógeno fomentan la nitrificación de los suelos subyacentes y los ciclos de des-nitrificación, lo cual a su vez generan N₂O como subproducto. Las directrices del IPCC de 2006 divide esta fuente de la siguiente manera:



- Emisiones directas de N₂O 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 suelo y por lo tanto es planteado en el uso de suelo y apéndice de silvicultura.

- *Fuentes agregadas y fuentes de emisiones distintas al CO₂ en suelo:* 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 (la 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).⁹⁵ 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 SIACON⁹⁶ 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.⁹⁷

⁹⁵ 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>).

⁹⁶ 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

⁹⁷ *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/>).



Cuadro F-1. Poblaciones Ganaderas

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	Camélidos				
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 Tamaulipas 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 cada 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 Tamaulipas.

Los factores de emisión se derivaron de una combinación de los estudios realizados por expertos regionales⁹⁸ 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 Tamaulipas es América Latina y las categorías de zonas climáticas seleccionadas fueron cálida (>26 grados C) y templada (15-25 grados C), asignadas a un 98% y un 2% 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 procedentes del manejo del estiércol se obtienen usando las mismas cifras de población animal anteriormente mencionadas, multiplicadas por la masa típica

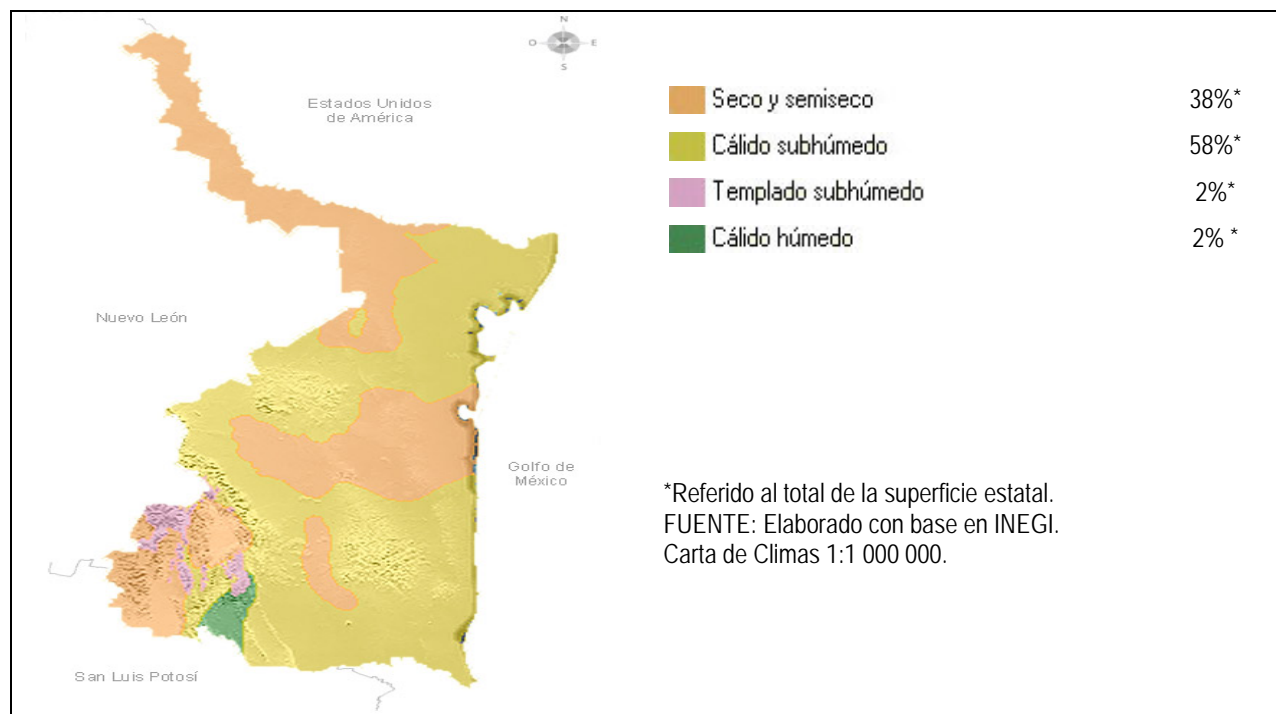
⁹⁸ Los resultados del estudio están resumidos en el Cuadro 10-A-4 en el Volumen 4, Capítulo 10 de las *Directrices de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.



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 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 de 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 Tamaulipas



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%		
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 de 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 Métricas⁹⁹

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	24,730	16,736	22,030	58,140
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	23,726	14,907	4,237	2,276
Grains	Granos				
Perennial grasses	Hierbas perennes	8,429	526,281	258,850	798,022
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol	0	0	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	0	300	1,870	0
Tubers	Tubérculos	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	289	3,330	200	647
Rice	Arroz	20,145	6,793	7,883	6,449
Oats	Avena	0	0	0	0
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	0	111	229	30
Barley	Cebada	1,729	212	202	480
Rye	Centeno	0	0	0	0
Dry bean	Frijoles	0	0	0	0
Non-legume hay	Heno no leguminoso	0	0	0	0
Maize	Maíz	663,322	818,782	283,144	713,668
Millet	Mijo	0	0	0	0
Potato	Patatas	20	0	0	0
Soyabean	Soja	72,188	33,131	50,822	94,246
Sorghum	Sorgo	1,892,624	1,154,765	2,275,346	2,162,216
Wheat	Trigo	27,733	29,863	628	0

La aplicación de fertilizante sintético también aporta nitrógeno al ciclo de nitrificación y desnitrificación del suelo y contribuye a que se libere N₂O 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 Fertilizantes¹⁰⁰. 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)	99,581,739	78,891,682	95,438,427	71,394,480

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 Tamaulipas, 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

⁹⁹ 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.oeidrus-tamaulipas.gob.mx/cd_anuario_06/SIACON_2007.html

¹⁰⁰ Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes (<http://www.fertilizer.org/ifa/ifadata/search>). Datos sobre N aplicados por estado para 1990-2005.



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 Tamaulipas 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 Tamaulipas 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 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 N_2O como de CH_4 . Los datos de hectáreas quemadas en Tamaulipas 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 en la 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 N_2O 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 N_2O de los suelos agrícolas. Las aplicaciones de fertilizantes N también se utilizan en el cálculo de emisiones de N_2O de suelos agrícolas. La estimación de fertilizante (crecimiento anual del -1.0 %) es proyectada con base en el cambio de aplicación de fertilizante N entre 1995 y 2005.

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

Tipo	Tipo	Índice (%)	Periodo de Medición
Dairy Cows	Vacuno lechero	3.7%	2000-2005
Other Cattle	Otros vacunos	-0.2%	2000-2005
Buffalo	Búfalo		
Sheep	Ovinos	-1.5%	2000-2005
Goats	Caprinos	3.9%	2000-2005
Camels	Camélidos		
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	
Inglés	Español	Índice (%)	Periodo de Medición
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N		
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	0.0%	N/A*
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	-11.7%	2000-2005
Grains	Granos		
Perennial grasses	Hierbas perennes	0.0%	N/A*
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol		
Root crops, other	Raíces, otros		
Tubers	Tubérculos		
Alfalfa	Alfalfa	0.0%	N/A*
Rice	Arroz	-3.9%	2000-2005
Oats	Avena		
Peanut (w/pod)	Cacahuets (c/ vaina)	-33.6%	2000-2005
Barley	Cebada	0.0%	N/A*
Rye	Centeno		
Dry bean	Frijoles		
Non-legume hay	Heno no leguminoso		
Maize	Maíz	0.0%	N/A*
Millet	Mijo		
Potato	Patatas		
Soyabean	Soja	0.0%	N/A*
Sorghum	Sorgo	-1.0%	2000-2005
Wheat	Trigo		

* 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	97,087	90,231	83,859	77,936
Goats	Caprinos	615,623	747,129	906,727	1,100,417	1,335,482
Camels	Camélidos		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					

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	58,140	58,140	58,140	58,140	58,140
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	1,223	657	353	190	1,223
Grains	Granos	0	0	0	0	0
Perennial grasses	Hierbas perennes	798,022	798,022	798,022	798,022	798,022
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol	0	0	0	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	0	0	0	0	0
Tubers	Tubérculos	0	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	647	647	647	647	647
Rice	Arroz	5,276	4,316	3,531	2,889	5,276
Oats	Avena	0	0	0	0	0
Peanut (w/pod)	Cacahuets (c/ vaina)	4	0	0	0	4
Barley	Cebada	480	480	480	480	480
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	713,668	713,668	713,668	713,668	713,668
Millet	Mijo	0	0	0	0	0
Potato	Patatas	0	0	0	0	0
Soyabean	Soja	94,246	94,246	94,246	94,246	94,246
Sorghum	Sorgo	2,054,711	1,952,550	1,855,470	1,763,216	2,054,711
Wheat	Trigo	0	0	0	0	0

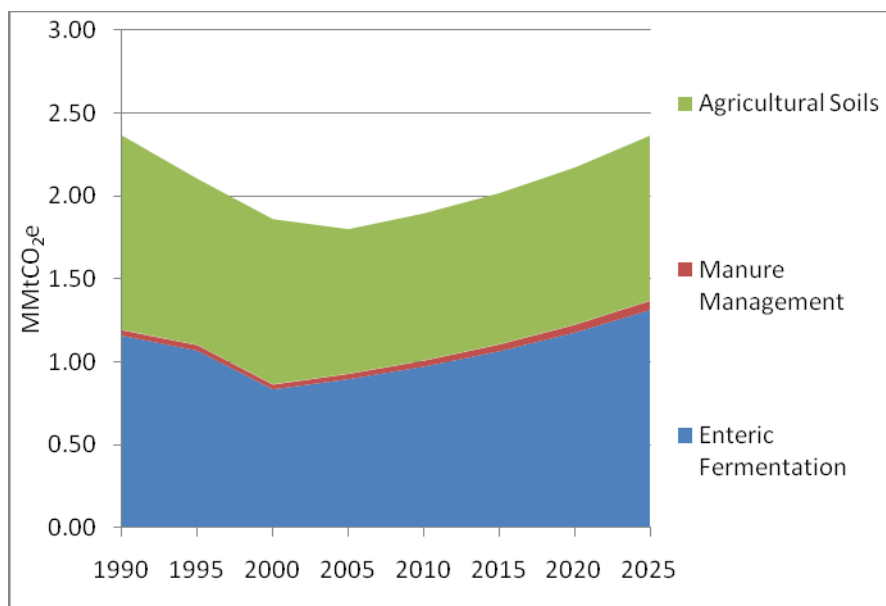
Resultados

Durante los años del inventario (1990 a 2005), el total de las emisiones agrícolas disminuyó un 24%, llegando a niveles del orden del 1.80 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO_{2e}) en el 2005. En 1990, las dos principales fuentes emisoras fueron la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica por sí sola constituyó el 49% y el 50% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero respectivamente 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 31%, llegando a niveles del orden de los 2.36 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 56% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2025 y los suelos agrícolas representarán un 42%. La fermentación entérica mostró mayor crecimiento entre el 2005 y 2025 aunque el manejo de estiércol creció a un índice levemente 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	1.18	1.31
Manejo del Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06
Suelos Agrícolas	1.17	1.00	0.99	0.87	0.89	0.91	0.95	0.99
Quema de Residuos	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*
Total	2.36	2.10	1.86	1.80	1.89	2.01	2.17	2.36

*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	49.0%	50.8%	44.9%	49.8%	51.3%	52.8%	54.2%	55.6%
Manejo del Estiércol	1.4%	1.6%	1.6%	1.8%	1.9%	2.0%	2.2%	2.3%
Suelos Agrícolas	49.6%	47.7%	53.6%	48.4%	46.8%	45.2%	43.6%	42.1%

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	-0.3%	2.8%	1.4%
Suelos Agrícolas	-2.0%	0.7%	-0.5%

Incertidumbres Principales

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 Tamaulipas, el rubro denominado "otro ganado" (ganado vacuno no lechero) representa el 61% de la población de rumiantes. 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 Tamaulipas 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 en 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 noventa hubo cifras de población ganadera y 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. Esto se hace para llevar a cabo una estimación conservadora con relativamente pocos incrementos y disminuciones en la población ganadera o en la producción de cultivos. 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);¹⁰¹
- 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 Rellenos Sanitarios (RS) se obtuvieron a través del Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN).¹⁰² Esta base de datos proporcionó 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.¹⁰³

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 Tamaulipas 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

¹⁰¹ 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.

¹⁰² 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>

¹⁰³ 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>



tratados por medio 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 mexicana¹⁰⁴; 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 se suponen que ya están incorporadas dentro de la base de datos de generación de residuos del SNIARN.

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),¹⁰⁵ no existen proyectos de captura de gas de rellenos sanitarios actualmente en lugar o planeados en el futuro cercano en Tamaulipas. 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 Tamaulipas) y fueron usados junto con los datos nacionales de México para

¹⁰⁴ Ley General para la Prevención y gestión Integral de los Residuos, Artículo 5.

¹⁰⁵ 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



generar los resultados de la composición del residuo para el modelo del IPCC. La porción de la composición del residuo para cada tipo de residuo en Tamaulipas 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 Tamaulipas es razonablemente similar a los datos por defecto del IPCC y a los nacionales de México.

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 Tamaulipas	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%

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 Tamaulipas 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 Tamaulipas y el Modelo de Residuos del IPCC. Estas estimaciones están representadas en los resultados mostrados abajo.

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 2025.¹⁰⁶ 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).¹⁰⁷ 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 Tamaulipas desarrollados utilizando los métodos descritos arriba, así como los factores de emisión del IPCC.¹⁰⁸

Tratamiento y Descarga de Aguas Residuales

Las emisiones de GEI derivadas del tratamiento de las aguas residuales domésticas e industriales también fueron estimadas. 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 CH₄.¹⁰⁹ Los factores claves de las emisiones del IPCC se muestran en el Cuadro G-2.

Como se muestra en este cuadro, el 18% del agua residual generada no recibe tratamiento; menos del uno por ciento recibe tratamiento vía sistemas sépticos y el restante es tratado centralmente en sistemas de tratamiento anaeróbico. Aproximadamente un tercio de los sistemas de aguas residuales tratadas centralmente usan digestión anaeróbica de lodos.

A continuación se describen los métodos para calcular las emisiones de CH₄ y N₂O:

- 1) CH₄ derivado del tratamiento de aguas residuales domésticas-Esta categoría representa las emisiones de metano y óxido nitroso resultantes del tratamiento de aguas residuales e industriales.
 - a. Aguas residuales domésticas (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

¹⁰⁶ Proyecciones de población estatal obtenidas del CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

¹⁰⁷ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>.

¹⁰⁸ 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.

¹⁰⁹ 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



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

Un factor de control de metano del 90 % fue aplicado a los dos sistemas de tratamiento anaeróbicos mostrados en el Cuadro G-2: digestor anaeróbico para lodos y reactores anaeróbicos. El CCS supuso que el metano generado en un sistema de tratamiento anaeróbico se quemaría por fulguración para evitar cualquier riesgo a la seguridad. El factor de control del 90% se usó para representar la combustión incompleta de CH_4 por la fulguración y menos del 100% de eficiencia de colección para metano (Ej. fugas en el sistema). Un análisis de los gráficos de los procesos de tratamiento publicados por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) reveló que un número de estas plantas anaeróbicas operan con controles de metano.¹¹⁰ Los estudios de la industria resolverían esta cuestión.

- 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 avanzado con pasos de nitrificación y des-nitrificación son calculadas como la fracción de la población servida por estas plantas multiplicadas por el factor de emisión por defecto (ver el 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. Sin embargo, para Tamaulipas, los datos indican que ninguna planta de tratamiento de aguas residuales usa procesos aeróbicos (ver Cuadro G-2). Si se determina en el futuro que existen procesos de tratamiento aeróbico, la fórmula para estimar las emisiones de N_2O es como sigue:

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

¹¹⁰ Consejo Nacional del Agua. 2007. *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación*. México: CONAGUA.



En donde:

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

P = población humana

TPLANTA = % 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.

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

EFPLANTA = 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 en este método¹¹¹ representa la descarga colectiva de aguas residuales independientemente de su manejo (Ej. Colectadas o no colectadas por el sistema de alcantarillado) y tratamiento. El efluente contiene niveles residuales de sustancias ricas en nitrógeno que eventualmente descomponen y liberan emisiones de óxido nitroso. Esta estimación es impulsada por la población y por la cantidad de consumo de proteína per cápita:

$$N_2O_{EFLUENTE} = P \times Proteína \times F_{FNP} \times F_{NO-CON} \times F_{IND-COM} \times EF \times (44/28)$$

En donde:

P = población

Proteína = índice de consumo anual de proteína per cápita, kg/persona/año. 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_{NO-CON} = Factor de no consumo de proteína agregado al agua residual; este factor va de 1.0 a 1.5, el extremo bajo del rango usado para países en desarrollo. Para este factor, el facto se ajustó a 1.

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.

¹¹¹ Ver IPCC del 2006, Volumen 5, Capítulo 6, Fórmula 6.7



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

Sistema de Tratamiento	Fracción del Total del AR Procesada	Factor de Emisión de N ₂ O	Factores de CH ₄		
			FCM	B ₀ (kg CH ₄ /kg DOB)	DOB (g/persona/día)
Ninguna	18.0%	n/a	0.5	0.6	40
Laguna anaeróbica	52.6%	n/a	0.8	0.6	40
Digestor anaeróbico para lodo o reactor ^a	28.5%	n/a	0.8	0.6	40
Sistema Séptico	0.9%	n/a	0.5	0.6	40
Planta de tratamiento aerobio centralizado	0.0%	3.2 g N ₂ O/persona/año	0	0.6	40
Descarga de efluente a ambiente acuático ^b	81.1%	0.005 kg N ₂ O-N/kg N	n/a	n/a	n/a

n/a – no aplica

^a Un factor de control del 90% de CH₄ fue aplicado para representar supuesta fulguración de biogás.

^b Supone que no hay descarga acuática de agua residual sin sistema de tratamiento ni sistemas sépticos.

El 82% de los residentes del estado de Tamaulipas cuenta con sistema de alcantarillado de acuerdo a las estadísticas de viviendas por área residencial de acuerdo al censo de 2005 sobre población y vivienda.¹¹² La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) proveyó la capacidad de tratamiento para el agua residual de todo el estado por sistema de tratamiento.¹¹³ Las emisiones de aguas residuales domesticas fueron proyectadas con base en el índice de crecimiento poblacional proyectado de 1.00% anual.¹¹⁴

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.¹¹⁵ 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 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. Las emisiones fueron proyectadas suponiendo que las emisiones en cada año serian igual a las estimaciones de emisiones de 2007.

Resultados

La Figura G-1 y el Cuadro G-3 muestran las estimaciones del inventario y proyección para cada sector de manejo de residuo. En conjunto, el sector representa el 0.93 MTmCO₂e en el 2005 y las

¹¹² Recuperado Mayo, 2008 del:

<http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/sistemas/conteo2005/iter2005/selentcampo.aspx>

¹¹³ Ver pie de nota 10.

¹¹⁴ INEGI. Datos históricos de población para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente:

<http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>. Proyecciones de población del estado fueron obtenidos de la CONAPO para el periodo de 2006 al 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

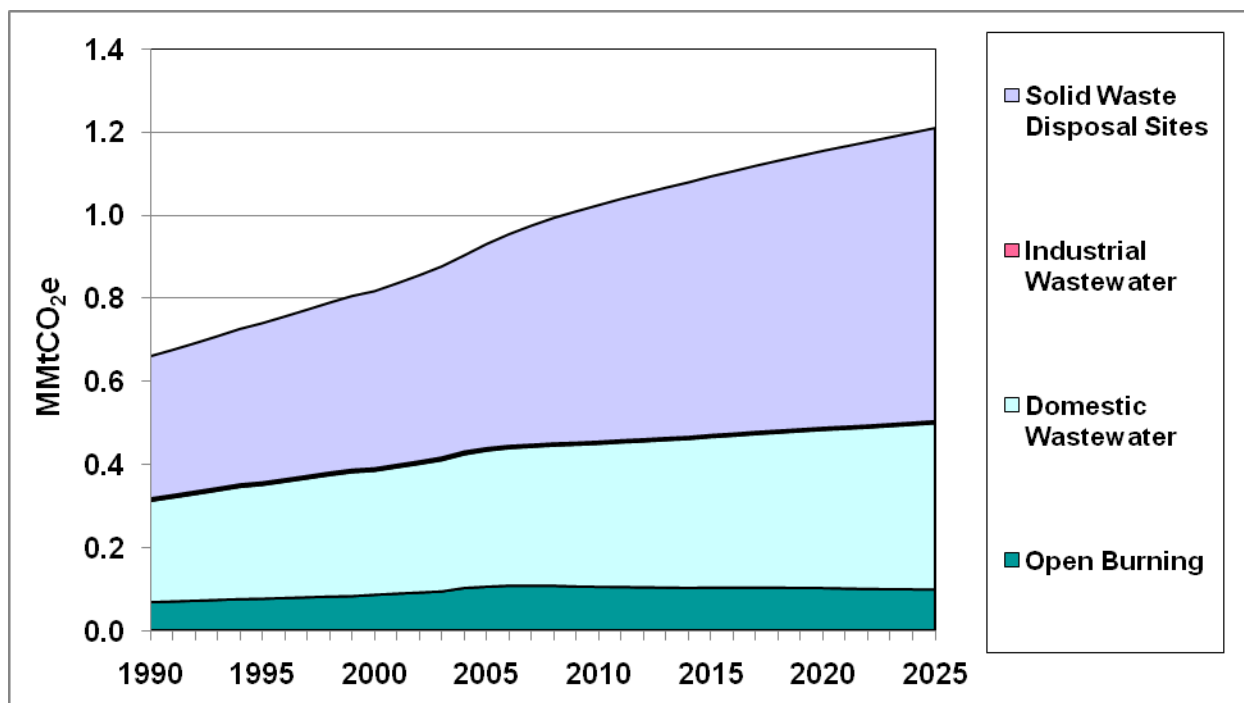
¹¹⁵ Instituto Nacional de Estadística y Geografía. *Estadísticas de Ganado en Rastros Municipales por Entidad Federativa 2002-2007*. En línea en:

<http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/espanol/proyectos/coesme/programas/programa2.asp?clave=063&c=10984>.



emisiones son estimadas en 1.21 MTmCO₂e/año en el 2025. La contabilización para el almacenamiento de carbono de RS lleva a estimaciones de emisiones netas de 0.84 MTmCO₂e y 1.10 MTmCO₂e para el 2005 y 2025 respectivamente (ver Cuadro G-3).

Figura G-1. Emisiones Brutas de GEI Derivadas del Manejo de Residuos, 1990-2025



Fuente: Con base en el enfoque descrito en el texto.

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

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos sólidos urbanos	0.34	0.38	0.43	0.49	0.57	0.62	0.67	0.71
Quema a Cielo Abierto	0.07	0.08	0.09	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
Aguas Residuales Domesticas	0.24	0.27	0.30	0.33	0.34	0.36	0.38	0.40
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Total de Emisiones Brutas	0.66	0.74	0.82	0.93	1.02	1.09	1.15	1.21
Carbono almacenado en RS	0.06	0.06	0.07	0.09	0.10	0.10	0.11	0.11
Total de Emisiones Netas	0.60	0.68	0.75	0.84	0.93	0.99	1.05	1.10

Como se muestra en el Cuadro G-4, en el 2005, las mayores fuentes en el sector de manejo de residuos fueron las emisiones de los RS y de las aguas residuales domesticas representando el 53% y 35% de las emisiones totales del sector. Para el 2025, la contribución de las emisiones de RS se espera que aumente a 58% y las emisiones de aguas residuales domesticas caiga a 33%. Las emisiones de la quema a cielo abierto representan el 11% y 8% del total de las emisiones del

sector en 2005 y 2025 respectivamente. Las emisiones de las aguas residuales industriales contribuyeron mínimamente hacia las emisiones del residuo del sector; sin embargo, cabe hacer notar que solamente las emisiones provenientes del procesamiento de carne roja están incluidas.

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	52%	52%	52%	53%	56%	57%	58%	58%
Quema a cielo abierto	10%	10%	11%	11%	10%	9%	9%	8%
Aguas Residuales Domesticas	37%	37%	37%	35%	34%	33%	33%	33%
Aguas Residuales Industriales	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
Total de Emisiones Brutas	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 urbanos. 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 totales de la generación de 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 disposición de residuos por sitio no estuvieron disponibles para todos los RS. Un amplio juego de registros de disposición reduciría algunas de las incertidumbres relacionadas con las emisiones de metano en RS. También los datos de la composición del residuo usados para Tamaulipas pudieran no ser representativos de la composición verdadera del residuo en el estado aunque este es el supuesto hecho en este análisis. Adicionalmente, no existen proyectos de recuperación de metano incluidos ya que no hay proyectos en Tamaulipas reconocidos por el programa MDL de la UNFCCC. Es posible que en el futuro el gas de relleno sanitario en rellenos sanitarios manejados

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 Tamaulipas 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 CO₂ 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 CH₄ y N₂O, las emisiones podrían ser importantes e incluidas en el inventario como una fuente de GEI antropogénica. El CO₂, CH₄, y N₂O 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 Tamaulipas.

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. Se supuso que todo el metano generado en las plantas de tratamiento anaeróbico con digestores de lodo o reactores estaba controlado por medio de una fulguración para una eficiencia de control en conjunto del 90%. Además el trabajo de estudio que cubre cada una de las plantas en Tamaulipas bajaría la incertidumbre relacionada con este supuesto. Las emisiones potenciales (principalmente N₂O) 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.

Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

Descripción General

Las emisiones procedentes de la silvicultura y del uso de suelo se refieren principalmente al flujo¹¹⁶ de dióxido de carbono neto (CO₂) proveniente de los bosques y de las plantas madereras perennes en Tamaulipas lo cual representa el 28% de la extensión territorial del estado.¹¹⁷ Actualmente existen aproximadamente 1.5 millones de hectáreas de bosques y 41,000 hectáreas de cultivos de plantas perennes en Tamaulipas. Además del flujo de CO₂ forestal, el CO₂ adicional es emitido o secuestrado dentro de los bosques urbanos. Emisiones adicionales de GEI pueden darse de otras prácticas de uso de suelo, 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.¹¹⁸ Los humedales no representan uno de los principales usos de suelo en Tamaulipas. Las pérdidas de carbono terrestre también se pueden dar durante la conversión de prados al uso agrícola o desarrollado (Ej. cambio de uso de tierra); sin embargo, no se identificaron datos para cuantificar esta fuente potencial en Tamaulipas. En este inventario, la silvicultura y el flujo de CO₂ en el sector de uso de tierra están clasificados en dos subsectores primarios:

- *Uso de Terrenos Forestales [Categorías del IPCC: Tierras Forestales que Permanecen como tales y Terrenos Convertidos a Terrenos Forestales]:* esto 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:* Estos contemplan las Plantas Madereras Perennes [Categoría del IPCC: Tierras de Cultivo que Permanecen como Tal] que incluyen flujo de carbono generado por

¹¹⁶ “Flujo” se refiere a las emisiones de CO₂ a la atmósfera y a su remoción (sumideros) de CO₂ de la atmósfera.

¹¹⁷ 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&CFTO KEN=31412962

¹¹⁸ 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.



las tierras de cultivo que contiene la vegetación maderera perenne tal como la palma de aceite y huertos de frutas y nueces. Los flujos incluyen la acumulación de biomasa y la remoción de arboles.

Otras fuentes que podrían estar incluidas aquí si la información estuviera disponible serían los asentamientos (incluyendo los flujos de carbono urbano). Los flujos netos de carbono de los pastizales y de otras tierras no se consideran como significativos y los datos para cuantificar estas no están disponibles; tampoco se incluyen los flujos de carbono relacionados con los cambios en los manejos de los cultivos, incluyendo las pérdidas/ganancias en carbono en suelo, debido a la falta de información. Finalmente, como ya se mencionó, los humedales no representan un uso de suelo importante en Tamaulipas.

Inventario y Proyección de Casos de Referencia

Paisaje 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 Tamaulipas, 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 los fondos de carbono de basura no fueron incluidos en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que las reservas 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).¹¹⁹ Estos se resumen en el siguiente Cuadro H-2. 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 los tipos de bosques usando un estudio de 2002 de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).¹²⁰ 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.¹²¹

El INEGI cuenta con datos más recientes y más detallados sobre tierras forestales.¹²² 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&P. Debido a la contribución relativamente pequeña del sector forestal de Tamaulipas, el juego de datos menos preciso y el de menos recursos fue seleccionado para este inventario. Un aspecto importante de los datos mostrados en el Cuadro H-2 es la pérdida aparente de más del 10% de terrenos forestales en Tamaulipas durante este periodo. No está claro si esta gran pérdida aparente de terreno forestal es real o es una artimaña de los datos del estudio de la FAO.

Cuadro H-2. Descripción de Terrenos Forestales y Cobertura

Dominio Climático (i)	Zona Ecológica (j)	1990 (ha)	1995 (ha)
Sub-Tropical	Sistemas Montañoso	926,354	818,558
Templado	Sistemas Montañoso	771,747	699,900
Totales		1,698,101	1,518,458

¹¹⁹ 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.

¹²⁰ SEMARNAT. Compendio de Estadísticas Ambientales, 2002. México, D.F., 2003.

¹²¹ Cuadro 4.5, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC.

¹²² 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



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 2006.¹²³

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

Factor		Valor Sub-Tropical	Valor Templado	Unidades
Crecimiento de la biomasa aérea	G_w	0.5	0.9	t d.m. ha ⁻¹ a ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	0.28	t d.m. biomasa subterránea por t d.m. biomasa aérea
Factor de carbono de materia seca	CF	0.47	0.47	t C/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 fórmula:

$$\Delta C_L = L_{extracción} + A_{alteración}$$

Los datos del área de la superficie forestal alterada por incendio y enfermedad fueron obtenidos de la Comisión Nacional Forestal de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, (SEMARNAT).¹²⁴ 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 calculado como sigue:

$$Alteración = \{Alteraciones \cdot B_w \cdot (1 + R) \cdot CF \cdot fd\}$$

En donde:

$Alteración$ = otras perdidas de carbono anuales, expresadas en toneladas de C/año;

$Alteración$ = área afectada por las alteraciones, en ha/año;

¹²³ Cuadro 4.9, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC menciona los valores del crecimiento neto de la biomasa aérea en bosques naturales expresados como un rango de valores plausibles. Para el propósito de un cálculo conservador de sumideros de carbono, los valores inferiores más bajos fueron seleccionados.

¹²⁴ SEMARNAT, Anuario Estadístico de la Producción Forestal, <http://www.semarnat.gob.mx/gestionambiental/forestalysuelos/Pages/anuariosforestales.aspx>.

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).

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

fd = fracción de la biomasa perdida por las alteraciones.

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

Factor		Valor Sub-Tropical	Valor Templado	Unidades
Biomasa aérea	B_w	60	50	t d.m./ha
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.28	0.53	t d.m. biomasa subterránea por t d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	0.47	t C/t d.m.
Fracción de biomasa perdida en incendio	fd	0.90	0.90	NA
Fracción de biomasa perdida por enfermedad o plaga	fd	0.10	0.10	NA

Las emisiones diferentes al CO₂ de los incendios forestales también fueron estimadas. Los factores de emisión de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) de las Directrices del IPCC del 2006¹²⁵ fueron aplicados a las toneladas de biomasa quemada como se calculó usando los factores en el anterior Cuadro H-4.

Finalmente, del *Anuario Estadístico de la Producción Forestal*, publicado por la 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.

¹²⁵Factores de emisión de bosques no tropicales del Cuadro 2.5, Volumen 4 (4.7 g CH₄/kg de biomasa y 0.26 g N₂O/kg biomasa).

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 Tamaulipas salvo en las cosechas de cultivos madereros perennes. Estas otras fuentes/sumideros incluyen el flujo de carbono forestal urbano, el uso de fertilizantes en suelos con asentamientos, flujo de carbono en prados y otras tierras.

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 el 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:

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

Cuadro H-6. Superficie de Cultivos Madereros Perennes en Tamaulipas 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	-	-	625	0
Aguacate	avocado	102	88	46	46
Algarrobo	carob tree	-	-	-	-
Almendra	almond	-	-	-	-
Chabacano	apricot	-	-	-	-
Ciruela	prunes	-	-	-	-
Citricos	citric tree	666	388	-	-
Dátil	dates	-	-	-	-
Durazno	peaches	-	-	-	-
Eucalipto	eucalyptus	-	-	-	-
Frutales Varios	various fruits	-	-	-	-
Granada	pomegranate	-	-	-	-
Guayaba	guayaba	-	-	-	-
Higo	fig	-	-	-	-
Limón	lime	1,845	1,145	3,314	3,124
Macadamia	macadamia	-	-	-	-
Mandarina	tangerine	61	4	767	757
Manzana	apple	-	-	-	-
Membrillo	quince	-	-	-	-
Mostaza	mustard	-	-	-	-
Naranja	orange	17,199	12,244	35,217	34,295
Nectarina	nectarine	-	-	-	-
Nuez	walnut	22	22	81.5	81.5
Palma De Ornato	palm	-	-	-	-
Palma De Ornato (planta)	palm	-	-	-	-
Pera	pear	-	-	-	-
Pistache	pistache	-	-	-	-
Toronja (pomelo)	grapefruit (pomelo)	688	617	1,413	1,367
Total		20,583	14,508	41,464	39,670

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	t d.m. ha ⁻¹
Crecimiento de biomasa aérea	G_w	2.1	t d.m. ha ⁻¹ a ⁻¹

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 ningún cambio en la

biomasa subterránea de árboles perennes en sistemas agrícolas.¹²⁶ Las estimaciones para la madera muerta y para los fondos de carbono de basura tampoco fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que las reservas para estos fondos no cambian con el tiempo si el suelo permanece dentro de la misma categoría de uso de suelo.

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 2.3 MTmCO₂e. El análisis de los registros históricos indica que 1) el crecimiento de la biomasa en las zonas boscosas de Tamaulipas 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.

Una laguna de datos notable y potencialmente importante es la cantidad de madera cosechada para uso como combustible. También se destaca en los datos históricos del Cuadro H-2 la pérdida de más del 10% de los sumideros de carbono forestal debido a las estimaciones más bajas del área forestal entre 1990 y 1995. Sin embargo, las pérdidas de reservas de carbono, debido a los cambios en uso de tierra de forestal a otro tipo durante este periodo no fueron calculados. Esto es debido a la falta de información en el periodo posterior a 1995 sobre el uso de suelo forestal. El trabajo futuro se debe enfocar en el uso de datos más nuevos y más detallados del uso de tierra/cubertura de tierra para confirmar el porcentaje de pérdida de terreno forestal en el periodo de 1990-1995 y determinar si el área forestal ha continuado disminuyendo en la misma proporción después de 1995. Si las reservas de carbono relacionadas con la pérdida del área forestal entre 1990 y 1995 fueran incorporadas en el inventario, las emisiones netas de GEI durante aquellos años serían probablemente positivas, no negativas como se estimó usando los datos actualmente disponibles y los métodos IPCC.

Las emisiones de metano y óxido nitroso provenientes de los incendios forestales fueron estimadas como insignificantes.

¹²⁶ Mientras que la remoción de los arboles maduros probablemente da como resultado la pérdida de biomasa subterránea, las directrices del IPCC del 2006 establecen que para las estimaciones del Nivel 1 no se asume ningún cambio para la biomasa subterránea, Sección 5.2.1.2 del Volumen 4.

Cuadro H-8. Flujo y Proyecciones de Casos de Referencia sobre Silvicultura y Uso de Suelo (MTmCO_{2e})

Subsector	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Uso de Terrenos forestales	-2.5	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3
<i>Crecimiento</i>	-2.9	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5
<i>Incendios (perdida de carbono)</i>	0.04	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
<i>Incendios (CH₄ y N₂O)</i>	0.004	0.001	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002
<i>Enfermedad</i>	0.000	0.000	0.000	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
<i>Madera Cosechada</i>	0.30	0.27	0.18	0.23	0.18	0.18	0.18	0.18
Otros Usos de Tierra	-0.08	0.01	0.01	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
Cultivos Madereros Perennes	-0.08	0.01	0.01	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
Flujo Total de Carbono	-2.6	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3
Total (incluyendo CH₄ y N₂O)	-2.6	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3

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 Tamaulipas 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 praderas al uso agrícola o desarrollado; sin embargo, no se identificaron datos para cuantificar esta fuente potencial en Tamaulipas. 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 diferentes a las agrícolas permitiría que se hicieran estimaciones de emisiones de N₂O de los asentamientos de suelos.

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, los recursos adicionales serán necesarios para procesar archivos de imágenes digitales disponibles del INEGI.¹²⁷ Como se estableció en la sección de Resultados, el trabajo futuro se debe enfocar en el uso de datos más nuevos y más detallados del uso de tierra/cubertura de tierra para confirmar el porcentaje de pérdida de terreno forestal en el periodo de 1990-1995 y determinar si el área forestal ha continuado disminuyendo en la misma proporción después de 1995. Si las reservas de carbono relacionadas con la pérdida del área forestal entre 1990 y 1995 fueran incorporadas en el inventario, las emisiones netas de GEI durante aquellos años serían probablemente positivas, no negativas como se estimó usando los datos actualmente disponibles y los métodos IPCC.

Existe necesidad de analizar datos adicionales de cobertura de suelo en el periodo posterior a 1995 con el fin de evaluar si la base forestal continúa disminuyendo o si se han logrado ganancias (y podría continuar). Los cambios en el área forestal en conjunto después de 1995 no

¹²⁷ Los mapas de uso de suelo y vegetación son referenciadas como: conjunto uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, datum ITRF 92, formato SHP, seris I, II y III, clave D1502



han sido capturados en estas estimaciones iniciales ni han sido relacionadas con las pérdidas de reservas de carbono (si de hecho hubiera habido pérdidas en áreas forestales).

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 y la biomasa subterránea 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 casi un factor de cinco. Claramente, los datos de los estudios de la biomasa forestal en el estado podrían reducir enormemente la incertidumbre asociada con el uso de los datos por defecto del IPCC.

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

Subsector	1990	1995	2000	2005
Tierras Forestales – Factores del Extremo Inferior	-2.6	-2.2	-2.3	-2.3
Tierras Forestales – Factores de Valores Medio	-11.9	-10.5	-10.6	-10.6

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 Tamaulipas, no se pudo disponer de información acerca de la disminución anual de las reservas de carbono debido a la extracción de madera combustible y 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 forestal también puede ocurrir en los rellenos sanitarios cuando los productos forestales sean dispuestos. La investigación es necesaria para los usos finales de la madera explotada en Tamaulipas a fin de caracterizar apropiadamente el flujo máximo neto de carbono forestal.

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 cuenta 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 indicarla 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, $\Delta C_{HWP\ SWDS\ DC}$, 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 Tamaulipas

- En Aviación en el año 2000 las emisiones suben abruptamente y disminuyen de igual forma en los siguientes años, explicar. Tampoco se dice qué factor de emisión se utilizó en aviación.
- Explicar la figura ES-3 y corregir que se proyecta al 2025 ya que en la figura dice de 1990-2020.
- Agregar 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.



