



**COMISIÓN DE COOPERACIÓN
ECOLÓGICA FRONTERIZA**



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

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

**EN COLABORACIÓN CON EL GOBIERNO DEL
ESTADO DE NUEVO LEÓN**



JUNIO 2010

Emisiones de gases de efecto invernadero en Nuevo León 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 Strode
Rachel Anderson
Cristina Quiroz
Jackson Schreiber

ISBN: 978-607-8021-10-9

ISBN: 978-607-8021-10-9



© 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 Nuevo León 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. 132 p.; 27 cm.

Incluye bibliografía

ISBN: 978-607-8021-10-9

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

TD885.8G56 E55 2010



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

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

**CONTRATO No. CONTA09-036
PID 2027**

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

Con la colaboración de la

Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales en el Estado de Nuevo León

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 Nuevo León, así como a los estados vecinos y a las dependencias federales. Nuestro agradecimiento en particular a Quim. José Luis Tamez Garza, Lic. Norma A. Rangel Sevilla, Ing. Idolina de la Cerda y Lic. Daisy Irania Barajas de la Secretaría de Desarrollo Sustentable (SDS) en el Estado de Nuevo León; 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).

A los autores también les gustaría expresar su aprecio a Idolina de la Cerda por sus extraordinarias contribuciones al desarrollo de este caso de referencia. Gracias también a los señores Michael Lazarus, Maureen Mullen, Stephen Roe y Randy Strait del Centro de Estrategias Climáticas [Center for Climate Strategies (CCS)] quienes aportaron valiosos comentarios durante el desarrollo de este informe.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Contenidos

	<u>Página</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 Nuevo León: Fuentes y Tendencias.....	3
Emisiones Históricas.....	3
Descripción General.....	3
Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Quema de Combustible Residencial/Comercial/Industrial (RCI) y Suministro Eléctrico.....	9
Proyecciones de Casos de Referencia.....	11
Incertidumbres Claves y Pasos Sigüientes.....	13
Enfoque	14
Metodología General.....	14
Principios y Lineamientos Generales.....	17
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 – Giga gramo

GLP – Gas Licuado de Petróleo

GWh – Giga watt-hora

H₂CO₃ – Acido Carbónico

HCC – Herramienta Calculadora de Carbono

HCFCs – Hidroclorofluorocarbonos

HEA – Horno Eléctrico de Arco

HFCs – Hidrofluorocarbonos

HNO₃ – Acido Nítrico

INEGI – Instituto Nacional de 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 agotadoras 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 – Transporte y Distribución

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

Resumen Ejecutivo

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI); con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS) que elaboró, en colaboración con la Secretaría de Desarrollo Sustentable en el Estado de Nuevo León (SDS), 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. La SDS aportó liderazgo y coordinación para la realización de este informe y facilitó la adquisición de registros estatales como federales como insumos para los estimados de emisiones GEI. El inventario y la proyección de emisiones sirven como un punto de partida para apoyar al estado con un panorama completo de las emisiones de GEI actuales y las posibles emisiones futuras en Nuevo León.

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 Nuevo León 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 Nuevo León, las cuales se basan en las proyecciones oficiales del gobierno y alternativamente en la extrapolación de tendencias históricas. Las fuentes de datos, métodos y los resultados detallados por nivel de sector se describen en los apéndices de este reporte.

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

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

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

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



Como se indica en el Cuadro ES-1, las actividades en Nuevo León constituyeron aproximadamente 31.4 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e (MTmCO₂e) *brutas basadas en producción*⁴ en 2005, una cantidad igual a cerca del 4.8% 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 Nuevo León, las emisiones brutas de GEI basadas en la producción aumentaron en un 14% de 1990 al 2005, mientras que en el ámbito nacional, aumentaron en un 31% en el mismo lapso.⁵ El aumento de las emisiones en Nuevo León de 1990 al 2005 se relaciona principalmente con el consumo de electricidad, las actividades de transporte, y sector de procesos industriales.

En este informe también se incluyen estimaciones iniciales sobre los sumideros de carbono que se encuentran dentro de las zonas boscosas y en los almacenamientos de carbono en relleno sanitarios de Nuevo León. Sin embargo, aún se necesita trabajar más para poder comprender mejor las emisiones/los sumideros de CO₂ en las zonas arboladas urbanas, los cambios en el uso de suelo y las prácticas de cultivo que generan cambios en los suelos agrícolas. Por otro lado, existe necesidad considerable de depurar aún más las estimaciones iniciales sobre los sumideros forestales que se presentan en este informe (Ej. contabilizar las pérdidas/ganancias en zonas forestales; ver Apéndice H). Trabajo adicional para mejorar las estimaciones de los sumideros de carbono en zonas agrícolas y forestales podría dar como resultado cambios sustanciales en las estimaciones presentadas en este informe. Las estimaciones actuales indican que en el 2005 se secuestraron en la biomasa forestal de Nuevo León y en los rellenos sanitarios alrededor de 0.5 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 31.0 MTmCO₂e en emisiones netas en Nuevo León para el 2005.

En la Figura ES-1 se comparan las emisiones brutas de producción per cápita y por unidad de derrama económica en México y en el Estado.⁶ En una base per cápita, Nuevo León emitió aproximadamente 8.4 toneladas métricas brutas de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995, 40% mayor que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Nuevo León aumentaron levemente a 8.6 MTmCO₂e en el 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional aumentaron solamente a 6.1 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Nuevo León 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 consumo en Nuevo León aumentan de 1990 a 2000. Después, disminuyen ligeramente de 2000 a

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 importada.

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).

2010. Esta disminución entre 2000 y 2010 se debe a los sectores consumidores de energía principales: la quema de Combustible Residencial / Comercial / Industrial (RCI) y el Suministro Eléctrico cuyas emisiones disminuyen durante este periodo. Se proyecta que la emisiones aumenten otra vez de 2010 a 2025 llegando a los 47.7 MTmCO₂e para el año 2020. Esto representaría un incremento del 59% por encima de los niveles de 1990. Como se muestra en la

Figura ES-3, se pronostica que el sector transporte será el contribuidor más grande en el aumento de las emisiones en Nuevo León, seguido de las emisiones del sector eléctrico. Los mayores aumentos en las emisiones de los periodos 1990-2005 y 2005-2025 se reflejan en los sectores de transporte y suministro de electricidad. Históricamente, el consumo energético de la industria contabilizado en el sector Residencia/Comercio/Industria (RCI) ha disminuido del 1990 al 2005 debido a eficiencias energéticas y auge del gas natural como combustible primordial de la industria en lugar del combustóleo. Se contempla en la proyección una tendencia similar.

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 Nuevo León (como los supuestos sobre el índice de crecimiento para la generación y consumo de electricidad, consumo de combustible para transporte, procesos industriales y consumo de combustible RCI). En los Apéndices A al H se presentan los métodos detallados, las fuentes de datos, y los supuestos que se consideraron para cada sector generador de GEI, además de que también se incluyen las descripciones de las incertidumbres significativas en las estimaciones de las emisiones y/o los métodos, así como se sugieren los siguientes pasos para depurar el inventario y las proyección de casos de referencia.

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

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	26.42	30.57	34.03	30.77	30.10	34.27	39.01	46.43
En base al Consumo Eléctrico	5.46	8.27	11.95	8.92	8.49	10.47	13.12	18.33
Basado en Producción de Electricidad	2.89	3.50	5.95	3.36	3.27	5.18	8.06	8.69
Gas/Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural	1.90	2.40	4.46	3.36	3.27	5.18	8.06	8.69
Combustóleo	0.99	1.10	1.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Electricidad Neta Importada	2.58	4.77	5.99	5.56	5.22	5.29	5.06	9.64
Res/Com/Ind (RCI)	15.03	15.78	15.18	13.13	10.46	10.90	11.58	12.36
Gas/Diesel	0.02	0.06	0.14	0.40	0.26	0.26	0.25	0.24
Gas Licuado de Petróleo	0.75	0.84	1.01	0.86	0.77	0.76	0.77	0.78
Gas Natural	3.57	5.53	7.26	9.03	8.61	9.35	10.21	11.11
Combustóleo	10.67	9.33	6.76	2.83	0.79	0.51	0.33	0.21
Biocombustibles Sólidos: Leña/Residuo Leñoso	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Transporte	5.92	6.51	6.87	8.40	10.73	12.46	13.86	15.27
Autotransporte-Gasolina	3.31	3.62	4.08	4.98	6.31	7.26	7.97	8.68
Autotransporte-Diesel	2.19	2.31	2.52	2.61	3.37	3.99	4.51	5.02
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.19	0.18	0.07	0.06	0.06	0.06
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.05	0.07
Aviación	0.33	0.48	0.00	0.55	0.86	1.00	1.14	1.29
Ferrocarril	0.09	0.08	0.08	0.08	0.11	0.12	0.13	0.13
Industria de Combustibles Fósiles	0.01	0.01	0.03	0.32	0.41	0.43	0.45	0.47
Gas Natural	0.00	0.00	0.03	0.31	0.40	0.42	0.44	0.46
Petróleo	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Procesos Industriales	1.42	1.93	2.83	3.84	4.68	5.28	5.88	6.48
Producción de Cemento	0.67	0.77	0.96	1.05	1.11	1.02	0.93	0.84
Producción de Hierro y Acero	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.66	1.04	1.69	2.54	3.22	3.84	4.45	5.06
Sustitutos SACO	0.08	0.11	0.16	0.24	0.33	0.40	0.47	0.55
Manejo de Residuos	0.79	0.95	1.30	1.44	1.33	1.52	1.69	1.84
Aguas Residuales Domesticas	0.19	0.28	0.55	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Rellenos Sanitarios	0.53	0.59	0.67	0.75	0.61	0.77	0.90	1.01
Quema de Residuos	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.09	-0.10	-0.11	-0.13	-0.14	-0.15	-0.15	-0.16
Agricultura	1.42	1.23	0.91	0.93	0.98	1.03	1.09	1.15
Fermentación Entérica	0.88	0.73	0.50	0.52	0.55	0.58	0.61	0.65
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Suelos Manejados	0.51	0.47	0.39	0.39	0.40	0.42	0.44	0.46
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.31	-0.24	-0.33	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33
Forestal (flujo de carbono)	-0.32	-0.24	-0.33	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cultivos Leñosos	-0.28	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Emisiones Brutas (en base al consumo)	30.05	34.69	39.07	37.00	37.09	42.10	47.67	55.90
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	15%	30%	23%	23%	40%	59%	86%
Sumideros para Emisiones	-0.41	-0.34	-0.43	-0.47	-0.47	-0.48	-0.49	-0.49
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	29.65	34.34	38.63	36.53	36.62	41.62	47.18	55.41
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	16%	30%	23%	24%	40%	59%	87%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	27.48	29.92	33.07	31.43	31.87	36.81	42.60	46.26
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	9%	20%	14%	16%	34%	55%	68%
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	27.07	29.57	32.64	30.96	31.40	36.33	42.12	45.77
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	9%	21%	14%	16%	34%	56%	69%

Nota: 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 Basadas en la Producción en Nuevo León y a Nivel Nacional per Cápita y por Unidad de Derrama Económica⁷

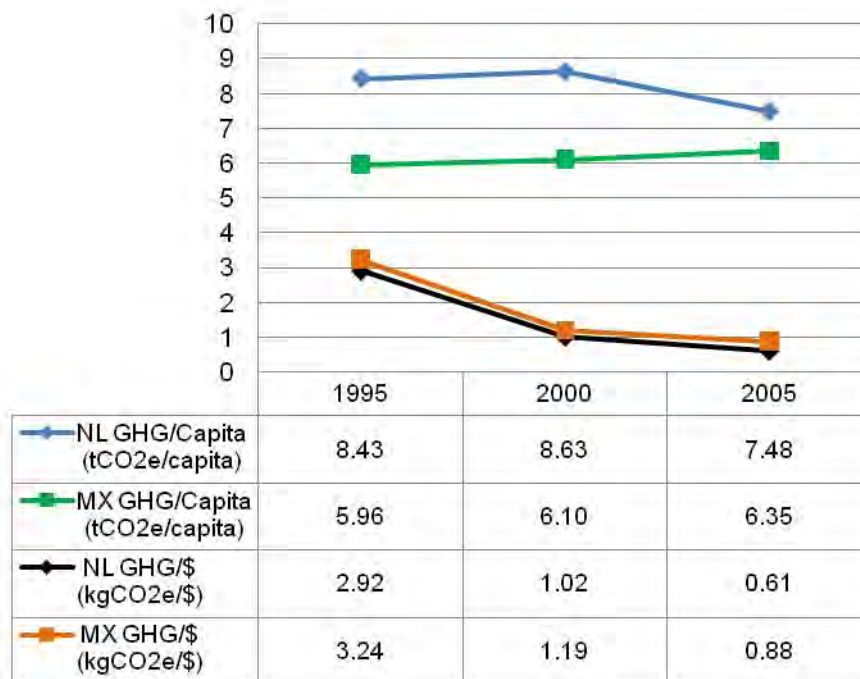
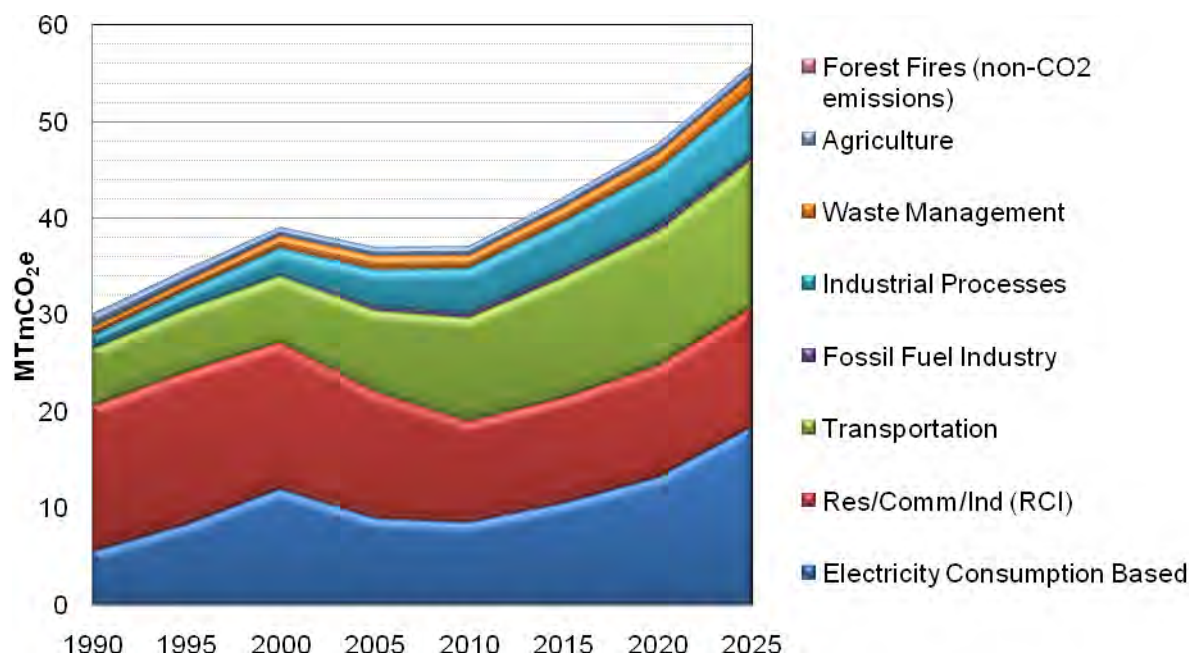
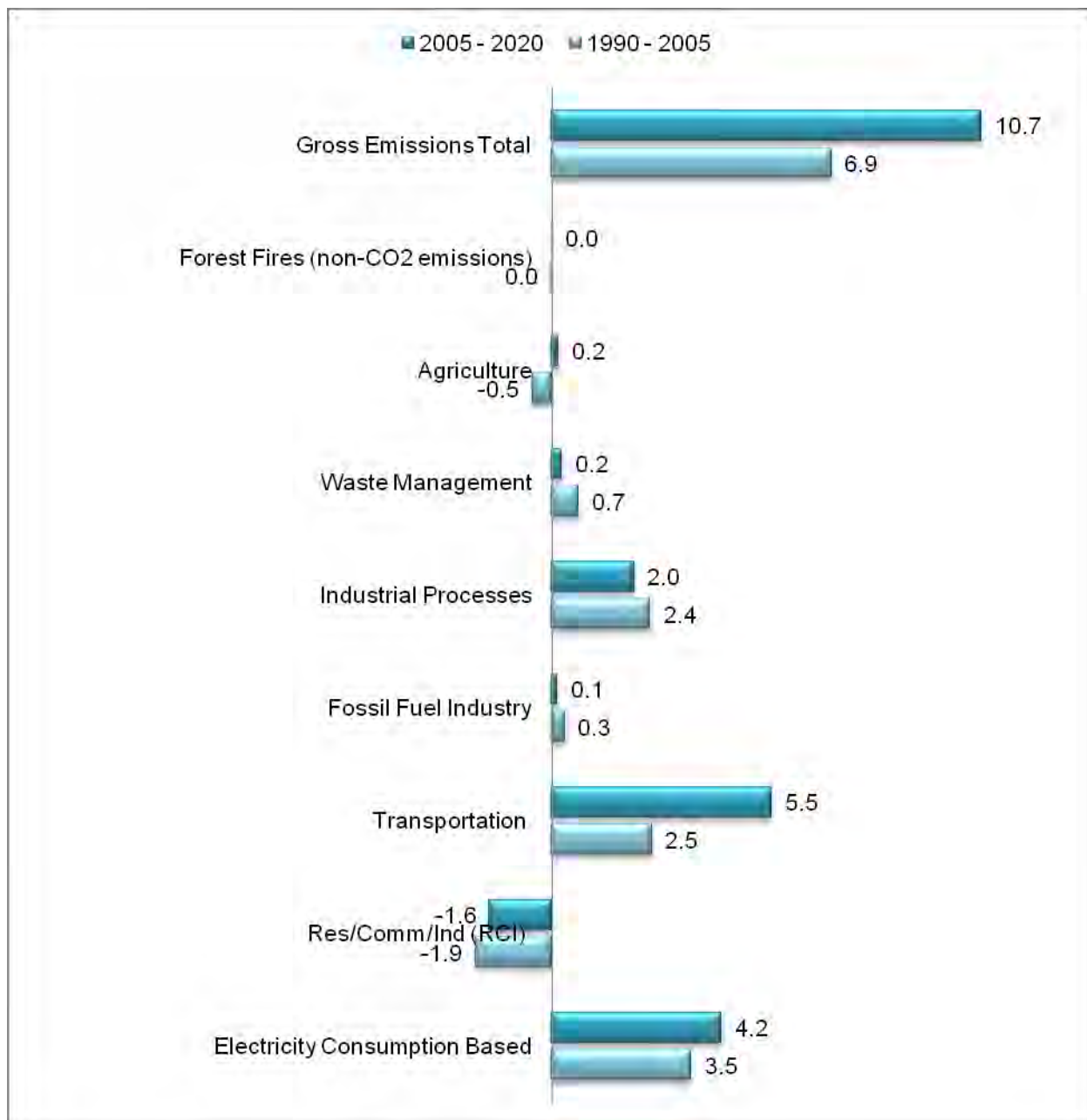


Figura ES-2. Emisiones brutas de GEI basadas en el Consumo en Nuevo León por Sector, 1990-2025



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

Figura ES-3. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Nuevo León, 1990-2020: (Con base en MTmCO_{2e})



Res/Com – consumo directo de combustible en sectores residenciales y comerciales. SACO – sustancia destructora del ozono. Las emisiones relacionadas con otros procesos industriales incluyen todas las industrias identificadas en el Apéndice D, con excepción de las emisiones relacionadas con los sustitutos de las SACO que se muestran por separado en esta gráfica. Los datos sobre los estados de EE.UU. indican que se espera un alto nivel de crecimiento en las emisiones para los sustitutos de las SACO. 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.

Resumen de Resultados Preliminares

Introducción

La Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF) cuyo principal objetivo es apoyar proyectos ambientales para mejorar el medio ambiente y la salud humana en la frontera entre los EUA y México, ha venido implementando diversas acciones para apoyar a los estados fronterizos mexicanos para que elaboren su Plan Estatal de Acción Climática (PEAC); uno de los insumos más importantes para el PEAC es el inventario y pronóstico de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI), con este objetivo se contrató al Centro de Estrategias Climáticas (*Center for Climate Strategies*, CCS), que elaboró este informe en colaboración con la Secretaría de Desarrollo Sustentable en el Estado de Nuevo León (SDS). La SDS aportó liderazgo y coordinación para la realización de este informe y facilitó la adquisición de registros estatales como federales como insumos para los estimados de emisiones GEI. 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 Nuevo León 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.

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 Nuevo León 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 Nuevo León, 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 energía por parte de la Tierra), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. [Las estimaciones de CO₂](#)



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

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 Nuevo León: Fuentes y Tendencias

El Cuadro 1 presenta un resumen de las emisiones de GEI para Nuevo León 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 Nuevo León contabilizaron aproximadamente 31.4 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂e brutas basadas en producción (MTmCO₂e), una cantidad equivalente a alrededor del 4.8% de las emisiones de GEI en México (con base en las emisiones nacionales del 2005).⁹ Las emisiones brutas de GEI en Nuevo León están aumentando a un ritmo inferior que las del país en general (las emisiones brutas excluyen los sumideros de carbono, como los bosques). Las emisiones brutas de GEI en Nuevo León aumentaron un 14% 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 giga gramos en 1990 y 2002, respectivamente. Las emisiones del 2005 se obtuvieron a partir de estos valores, con un resultado de 655,476.60 gigagramos.

En la Figura 1 se comparan las emisiones per cápita y por unidad de derrama económica en el Estado y en México.¹⁰ Nuevo León emitió alrededor de 8.4 toneladas métricas anuales brutas de CO₂e (MTmCO₂e) en 1995 per cápita, 41% mayor que el promedio nacional de 6.0 MTmCO₂e en 1995. Las emisiones per cápita en Nuevo León disminuyeron ligeramente a 7.5 MTmCO₂e en 2005, mientras que las emisiones per cápita a nivel nacional aumentaron a 6.4 MTmCO₂e en el mismo año. El crecimiento económico de Nuevo León 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 producción de Nuevo León 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 Nuevo León 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 residencial, comercial e industrial de combustibles primarios (Ej. gasolina, diesel, carbón, gas natural, gas licuado de petróleo). En el 2005, el sector energético representó el 80% de las emisiones por producción totales de GEI en el estado de Nuevo León. A nivel nacional, el sector energético representó un 63% de las emisiones brutas de GEI en el 2005.

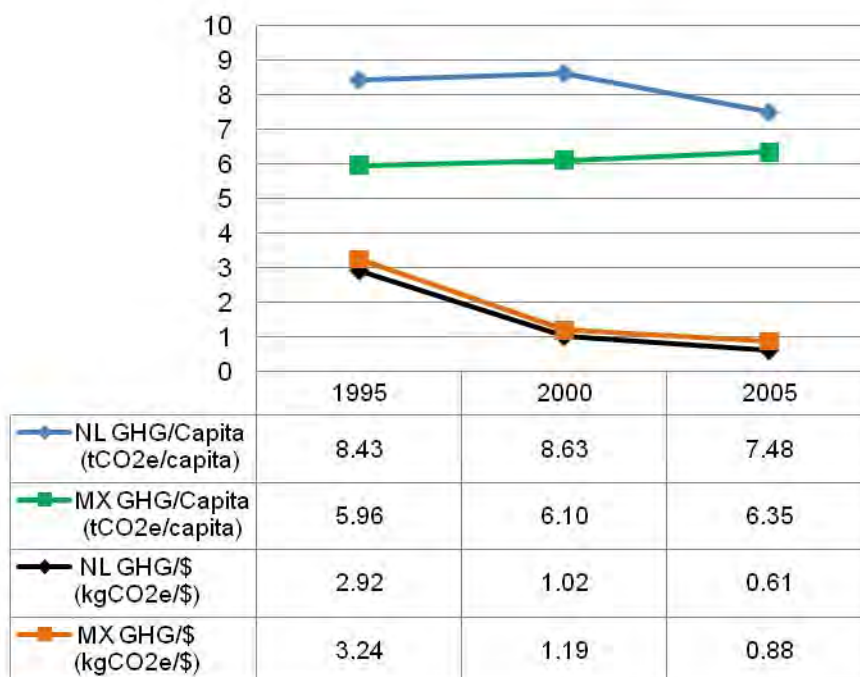
¹⁰ Consultado en junio de 2008 en: <http://www.inegi.gob.mx/est/contenidos/espanol/cubos/default.asp?c=1413>

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

(Millones de Toneladas Métricas de CO ₂ e)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
En base al Consumo Energético	26.42	30.57	34.03	30.77	30.10	34.27	39.01	46.43
En base al Consumo Eléctrico	5.46	8.27	11.95	8.92	8.49	10.47	13.12	18.33
Basado en Producción de Electricidad	2.89	3.50	5.95	3.36	3.27	5.18	8.06	8.69
Gas/Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural	1.90	2.40	4.46	3.36	3.27	5.18	8.06	8.69
Combustóleo	0.99	1.10	1.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Electricidad Neta Importada	2.58	4.77	5.99	5.56	5.22	5.29	5.06	9.64
Res/Com/Ind (RCI)	15.03	15.78	15.18	13.13	10.46	10.90	11.58	12.36
Gas/Diesel	0.02	0.06	0.14	0.40	0.26	0.26	0.25	0.24
Gas Licuado de Petróleo	0.75	0.84	1.01	0.86	0.77	0.76	0.77	0.78
Gas Natural	3.57	5.53	7.26	9.03	8.61	9.35	10.21	11.11
Combustóleo	10.67	9.33	6.76	2.83	0.79	0.51	0.33	0.21
Biocombustibles Sólidos: Leña/Residuo Leñoso	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Transporte	5.92	6.51	6.87	8.40	10.73	12.46	13.86	15.27
Autotransporte-Gasolina	3.31	3.62	4.08	4.98	6.31	7.26	7.97	8.68
Autotransporte-Diesel	2.19	2.31	2.52	2.61	3.37	3.99	4.51	5.02
Autotransporte-GLP	0.01	0.03	0.19	0.18	0.07	0.06	0.06	0.06
Autotransporte-Gas Nat.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.05	0.07
Aviación	0.33	0.48	0.00	0.55	0.86	1.00	1.14	1.29
Ferrocarril	0.09	0.08	0.08	0.08	0.11	0.12	0.13	0.13
Industria de Combustibles Fósiles	0.01	0.01	0.03	0.32	0.41	0.43	0.45	0.47
Gas Natural	0.00	0.00	0.03	0.31	0.40	0.42	0.44	0.46
Petróleo	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Procesos Industriales	1.42	1.93	2.83	3.84	4.68	5.28	5.88	6.48
Producción de Cemento	0.67	0.77	0.96	1.05	1.11	1.02	0.93	0.84
Producción de Hierro y Acero	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	0.66	1.04	1.69	2.54	3.22	3.84	4.45	5.06
Sustitutos SACO	0.08	0.11	0.16	0.24	0.33	0.40	0.47	0.55
Manejo de Residuos	0.79	0.95	1.30	1.44	1.33	1.52	1.69	1.84
Aguas Residuales Domesticas	0.19	0.28	0.55	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74
Aguas Residuales Industriales	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Rellenos Sanitarios	0.53	0.59	0.67	0.75	0.61	0.77	0.90	1.01
Quema de Residuos	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Almacenamiento de Carbono en Relleno Sanitario	-0.09	-0.10	-0.11	-0.13	-0.14	-0.15	-0.15	-0.16
Agricultura	1.42	1.23	0.91	0.93	0.98	1.03	1.09	1.15
Fermentación Entérica	0.88	0.73	0.50	0.52	0.55	0.58	0.61	0.65
Manejo de Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Suelos Manejados	0.51	0.47	0.39	0.39	0.40	0.42	0.44	0.46
Silvicultura y Uso de Suelo	-0.31	-0.24	-0.33	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33
Forestal (flujo de carbono)	-0.32	-0.24	-0.33	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33
Incendios Forestales (sin emisiones de CO ₂)	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cultivos Leñosos	-0.28	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Emisiones Brutas (en base al consumo)	30.05	34.69	39.07	37.00	37.09	42.10	47.67	55.90
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	15%	30%	23%	23%	40%	59%	86%
Sumideros para Emisiones	-0.41	-0.34	-0.43	-0.47	-0.47	-0.48	-0.49	-0.49
Emisiones Netas (incl. silvicultura*)	29.65	34.34	38.63	36.53	36.62	41.62	47.18	55.41
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	16%	30%	23%	24%	40%	59%	87%
Emisiones Brutas (en base a la producción)	27.48	29.92	33.07	31.43	31.87	36.81	42.60	46.26
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	9%	20%	14%	16%	34%	55%	68%
Emisiones Netas (incl. forestal*)	27.07	29.57	32.64	30.96	31.40	36.33	42.12	45.77
<i>Incremento relativo a 1990</i>	0%	9%	21%	14%	16%	34%	56%	69%

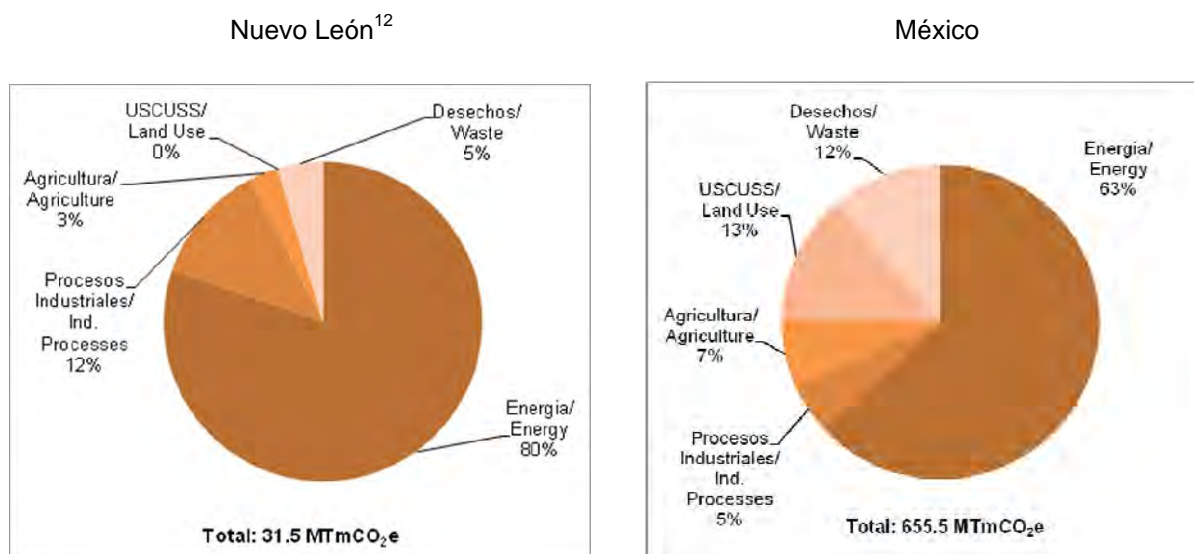
Nota: Pudiera que los totales no den la suma exacta de los subtotales mostrados en este cuadro debido al redondeo independiente.

Figura 1. Emisiones brutas de GEI Históricas en Nuevo León 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 Producción en Nuevo León y México en el 2005 por Sector



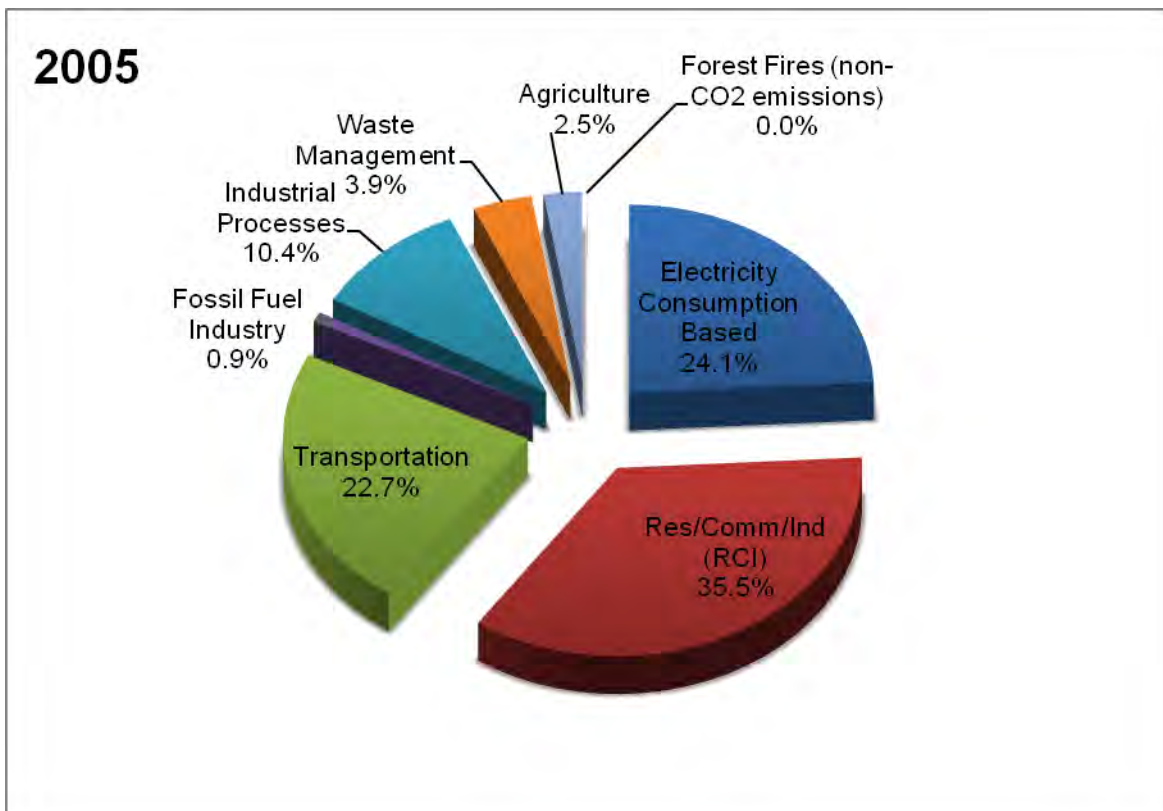
Los resultados del resumen en este inventario y proyección para Nuevo León se presentan con un desglose adicional de las fuentes de emisiones en comparación con los resultados del resumen del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* elaborado por el INE. En el Cuadro 2 se presenta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

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

INE	Nuevo León
Energía / Energy	Electricidad (Basada en el Consumo)
Energía / Energy	Industria de Combustibles Fósiles
Energía / Energy	Consumo de Combustibles RCI
Energía / Energy	Autotransporte/Gasolina
Energía / Energy	Autotransporte/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 Nuevo León por Sector, 2005



Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Quema de Combustible Residencial/Comercial/Industrial (RCI) y Suministro Eléctrico

Quema de Combustible RCI

En 2005, el total de las emisiones de GEI procedentes del sector RCI fueron 13 MTmCO₂e, de los cuales el 87 % se relacionó con la quema de combustible en el subsector industrial, 12 % del subsector residencial y 1 % del subsector comercial. En 2005, el consumo de gas natural industrial representó el 61 % de total del uso de energía RCI, seguido del consumo de combustóleo (22 %) y consumo de gas natural residencial (8 %).

Para el 2025, el total de emisiones de GEI procedentes del sector RCI están proyectadas en 12.4 MTmCO₂e de los cuales el 83 % provienen de la quema de combustible industrial, 16% de la quema de combustible residencial y 1 % de la quema de combustible comercial. En general, las emisiones del sector RCI se derivan de la quema de gas natural en el subsector industrial y por el gas natural en el subsector residencial.

Las emisiones procedentes de las fuentes residenciales fueron motivadas por la quema de gas natural, las cuales representaron el 64% de las emisiones residenciales totales en 2005 y por la quema de gas licuado de petróleo lo que representó el 35%. Las emisiones relacionadas con la quema de leña y carbón vegetal representaron el 1% y menos del 1% del total, respectivamente. A partir de 2005 y hasta el 2025, se estima que las emisiones residenciales incrementen un 23%. 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 disminuya ligeramente. Las emisiones relacionadas con la quema de leña residencia se estima que permanezcan constantes.

Las emisiones procedentes de fuentes comerciales fueron producidas por la quema de GPL la cual está relacionada con el uso de estufas. Parece plausible que el negocio de restaurante utilice GPL 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. De 2005 al 2025, las emisiones comerciales se estima que disminuyan en 5% o aproximadamente 0.25% por año.

En 2005, las emisiones RCI procedentes de fuentes industriales se debieron a la quema de gas natural (70%) seguido de combustóleo (25%) y diesel (3%). La contribución de la quema de GPL a las emisiones totales fue 1 %. Bruscas disminuciones en el consumo de combustóleo en años recientes fuertemente influenciaron los índices de consumo proyectados. Los valores de la proyección serían inferiores si las disminuciones recientes en el consumo de combustóleo prueban ser una anomalía.

Sector de Suministro Eléctrico

En 2005, las emisiones relacionadas con el sector eléctrico representaron el 24% de las emisiones brutas del estado de Nuevo León. El consumo de electricidad en Nuevo León en 2005 dio como resultado un 8.9 MTmCO₂e de emisiones de GEI, 3.4 MTmCO₂e de la producción estatal y 5.6 MtmCO₂e de la electricidad importada. En 2007, tres plantas de ciclo combinado

(Huinala I, Huinala II (Monterrey II) y Monterrey III) generaron el 45 % de la electricidad del estado por medio del uso de gas natural. Se asumió que el 55% adicional de la electricidad necesaria para satisfacer la demanda sería importada de otros estados. Con base en el inventario histórico y proyección de los casos de referencia de Coahuila y Tamaulipas se indica que existe suficiente generación en estados vecinos para satisfacer esta demanda. El combustóleo y el diesel fueron utilizados antes de 2007 pero la planta de energía (Monterrey I) que utilizo estos combustibles no continua en operación.

Se estima que las emisiones relacionadas con el consumo de electricidad aumenten a 18.33 MTmCO₂e en 2025, un 105% 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 Nuevo León, representando de esta manera el 100% de la producción de electricidad en el estado para el 2025.

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 Nuevo León continúan aumentando constantemente, elevándose hasta unos 55.9 MTmCO₂e en el año 2025, un 86% por encima de los niveles de 1990. Lo anterior equivale a un índice de crecimiento anual del 1.8% 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 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 de transporte y suministro de electricidad. Históricamente, el consumo energético de la industria contabilizado en el sector Residencia/Comercio/Industria (RCI) ha disminuido del 1990 al 2005 debido a eficiencias energéticas y auge del gas natural como combustible primordial de la industria en lugar del combustóleo. Se contempla en la proyección una tendencia similar. El Cuadro 3 resume los índices de crecimiento que rigen el crecimiento en las proyecciones de casos de referencia en Nuevo León, así como las fuentes de datos.

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

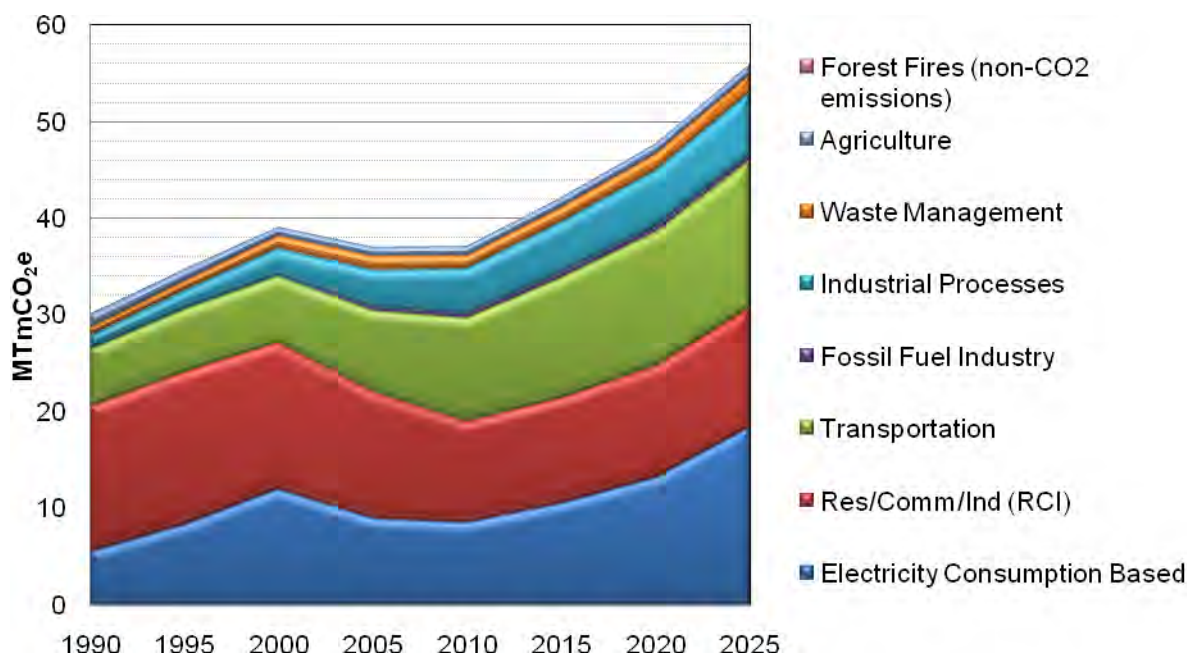
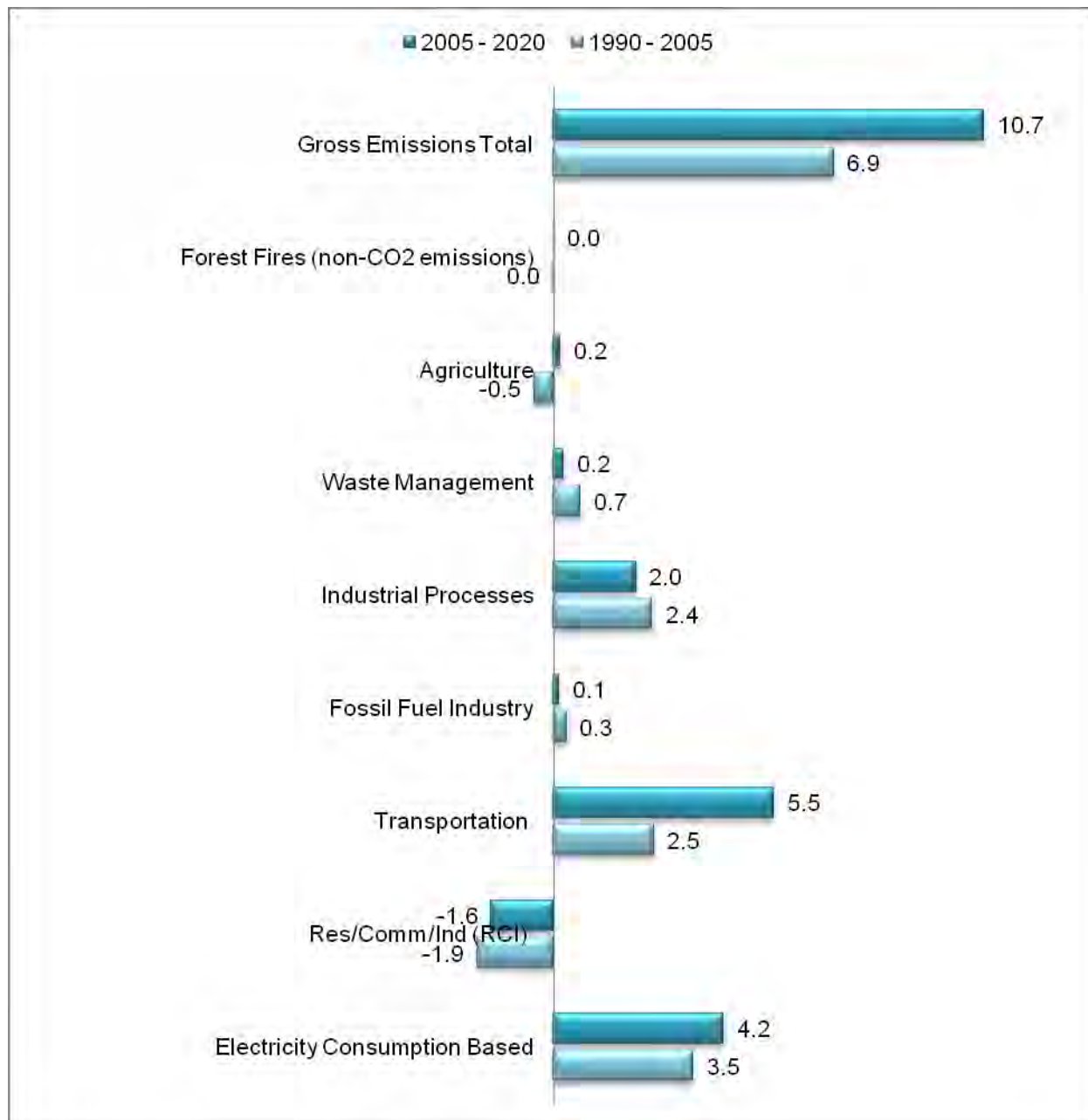


Figura 5. Contribuciones por Sector al Aumento en las Emisiones Brutas en Nuevo León, 1990-2020



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.

Cuadro 3. Índices Principales de Crecimiento Anual Históricos y Proyectados para - Nuevo León

Datos de Actividad	Periodo	Índice Anual Medio (%)	Fuentes
Población	1990 - 2005 2005 - 2025	2.05 1.09	Población Histórica, INEGI Población proyectada, SEDESOL
Demanda de Electricidad	1990 - 2007 2008 - 2017	4.32 4.41	SENER: <i>Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017</i>
Diesel	1990 - 2007	2.19	Sistema de Información Energética, PEMEX
Gasolina	1990 - 2007	3.35	Sistema de Información Energética, PEMEX
Turbosina	1990 - 2002	8.46	Sistema de Información Energética, PEMEX
Padrón Vehicular	1990 - 2007	7.97	INEGI. Estadísticas de vehículos de motor registrados en circulación
Población Pecuaria	1990 - 2005	1.35	SIACON
Producción de Cultivos	1990 - 2005	7.13	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 s proyecciones.

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

Los índices de crecimiento aplicados se rigen por inciertas tendencias económicas, demográficas y de uso de suelo (incluyendo patrones de crecimiento e impactos al sistema de transporte) las

cuales merecen un análisis y consideración más minuciosos. Dichas tendencias se mencionan en el Cuadro 3. En los apéndices por sector se presentan más detalles sobre las incertidumbres principales y los pasos a seguir que se sugieren para depurar las estimaciones planteadas en este informe.

Enfoque

La meta principal de la compilación de los inventarios y las proyecciones de los casos de referencia presentados en este documento es ayudar al Estado de Nuevo León 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 Nuevo León.

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 pronósticos de referencia de las mejores fuentes nacionales, estatales y regionales de las que se pudo disponer. En general, los datos de pronóstico 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.	IPCC 1996, 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.	IPCC 1996, Método Nivel 1; la SENER proporcionó datos sobre el consumo de combustible para todas las fuentes excepto aeronaves. IPCC 1996, 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.	IPCC 1996, Método Nivel 1; datos nacionales sobre la producción de cemento de la CANACEM.
	CANACERO: producción estatal de acero	IPCC 2006, Método Nivel 1 donde la producción de acero se multiplica por el factor de emisión en función de la tecnología usada.	IPCC 1996, método Nivel 2 donde las emisiones son una función de la producción de acero y de la composición química de los agentes reductores.
	Servicio Geológico Mexicano: producción de minerales por estado	IPCC 2006, el consumo de Nivel 1 se multiplica por el factor de emisión por defecto. El consumo se obtiene a través del balance de masa usando la producción estatal.	IPCC 1996, 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



Sector	Fuentes Claves de Datos	Método	Comparación con el INEGI
	INEGI: datos de registro de vehículos y factores de emisión del IPCC para emisiones de HFC como originalmente se desarrolló por el Centro Mario Molina, Inventario Estatal de Emisiones de GEI del Estado de Nuevo León, 2005	IPCC: las emisiones de HFC –el número de unidades móviles de aire acondicionado (AC) se multiplica por el factor de emisión por defecto del IPCC.	y de importación/exportación. IPCC1996, El método Nivel 1 donde los HCF fugitivas son calculados a través del balance de masa usando los datos de la producción nacional, importaciones y exportaciones.
Industria de Combustibles Fósiles	SENER, PEMEX, CRE: datos sobre infraestructura de producción, transmisión y distribución (Ej. Tubería de transmisión y distribución a nivel estatal, compresores de gas, instalaciones para almacenamiento)	EPA, Método SIT, donde la infraestructura de la industria de combustibles fósiles se multiplica por los factores de emisión promedio de la industria de EE.UU.	IPCC1996, Método Nivel 1, donde los datos de la producción nacional de PEMEX se multiplican por los factores de emisión por defecto.
Agricultura	SAGARPA - SIACON: datos sobre la producción de cultivos y ganado a nivel estatal, Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes: Datos sobre la aplicación de fertilizantes	IPCC 2006, Método Nivel 1 y factores de emisión.	Directrices del IPCC 1996 y 2003 y datos nacionales de SAGARPA-SIACON Un número de factores de emisión fueron los actualizados con base en los estudios de campo realizados en México.
Manejo de Residuos	SEDESOL: datos sobre la generación de residuos sólidos a nivel estatal CONAGUA: datos sobre tratamiento de aguas residuales domesticas a nivel estatal	IPCC 2006, Método Nivel 1 y factores de emisión.	IPCC1996, Método Nivel 1 con datos nacionales de SEDESOL para la generación de residuos sólidos.
Silvicultura y Uso de Suelo	Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO): áreas forestadas totales 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 Nuevo León, 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 Nuevo León para el sector de suministro de electricidad. La explicación sobre el uso de este método 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 Nuevo León, lo cual implica contabilizar las fuentes de electricidad que usan los organismos operadores de Nuevo León 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 Nuevo León para el transporte, pero tomando en cuenta también las emisiones generadas por la extracción, refinación y distribución (algunas de las cuales se presentan fuera del estado). En este ejemplo, lo que se plantea puede implicar aventurarse en el terreno relativamente complejo del análisis de los ciclos de vida útil. En general, el CCS recomienda considerar un enfoque basado en el consumo cuando éste mejore significativamente la estimación del impacto de las posibles estrategias de mitigación sobre las emisiones. Por ejemplo, en el sector de manejo de residuos sólidos, la reutilización, el reciclaje y la reducción en las fuentes pueden derivar en una reducción de las emisiones debido a la baja en los requerimientos de energía para la producción de material (como papel, cartón y aluminio), aunque no haya en el estado producción de esos materiales ni emisiones relacionadas con la misma.

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

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

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 emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el periodo de 1990-2025 relacionado 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 los pronóstico de consumo de electricidad y de la capacidad proyectada de generación estatal de electricidad publicados por la Secretaria de Energía (SENER).

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

Los siguientes temas se incluyen en este Apéndice:

- *Alcance del inventario de gases de efecto invernadero y proyección* : esta sección provee un resumen de los GEI incluidos en el inventario, el nivel (corriente arriba o corriente abajo) en el cual estas emisiones son estimadas, una discusión sobre los inventarios basados en la producción y consumo, así como los supuestos de las proyecciones.
- *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 y proyección de gases de efecto invernadero basado en la producción*: esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados para desarrollar el I&P de GEI basado en la producción para el sector eléctrico de Nuevo León.
- *Metodología para el inventario y proyección de gases de efecto invernadero basados en el consumo* y: esta sección provee una descripción general de los alcances metodológicos utilizados en el desarrollo del inventario y proyección basado en el consumo para el sector eléctrico de Nuevo León.
- *Resultados del inventario de gases de efecto invernadero y proyección*: para los métodos basados tanto en la producción como en el consumo, estas secciones proveen los resultados clave para el sector eléctrico.

- *Incertidumbres claves y necesidades futuras de investigación:* en esta sección se revisan las incertidumbres principales en este análisis relacionadas con la información disponible, factores de emisión y otros parámetros, así como los supuestos utilizados para crear este inventario y proyección.

Alcance del Inventario y Proyección de Suministro Eléctrico

Los GEIs incluidos en este inventario y proyección de emisiones del sector de suministro de electricidad incluyen el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). Las emisiones para este sector se estiman en la fuente de combustión – la planta de suministro de energía eléctrica (Ej. emisiones corriente abajo). Las emisiones derivadas de la exploración, extracción, refinación y transporte de combustibles fósiles (Ej. emisiones corriente arriba) no se incluyen en este apéndice. Las emisiones (corriente arriba) del sector eléctrico que ocurren dentro de las fronteras de Nuevo León 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 capta la generación en el estado, así como las importaciones y exportaciones de electricidad (Ej. estimado basado en el consumo). Ambos tipos de estimaciones son útiles. Las estimaciones basadas en el consumo son particularmente útiles para el análisis de mitigación de GEI cuando se consideran las implicaciones de políticas y acciones que podrían impactar las emisiones provenientes de las plantas de generación de energía, ambas dentro y fuera del estado o región, tales como las medidas de eficiencia de energía. Con el fin de presentar los resúmenes de las emisiones totales del estado a través de todos los sectores en este reporte, se utilizaron los estimados de las emisiones basadas en el consumo, excepto cuando se comparan las emisiones estatales con las del INEGI, cuyos resultados siguen una contabilidad por producción.

El inventario y proyección basada en la producción incluye emisiones que resultan de la electricidad exportada por productores de energía en Nuevo León, mientras que el inventario basado en el consumo incluye emisiones provenientes de la electricidad importada y excluye las emisiones de la electricidad exportada. Como Nuevo León es un importador neto de electricidad, las estimaciones del inventario basadas en la producción son más bajas que las estimaciones del inventario basadas en el consumo. El inventario y proyección basado en el consumo supone alguna pérdida por transmisión y distribución (T&D) y robo. Las emisiones originadas por la pérdida y robo en T&D son intrínsecamente captadas dentro de las estimaciones basadas en la producción.

Fuentes de Datos

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

- *Consumos históricos de combustibles fósiles:* la SENER¹⁵ proporcionó un cuaderno de trabajo de Excel conteniendo el consumo de combustible para combustóleo y diesel en las instalaciones proveedoras de electricidad en Nuevo León y en otros estados fronterizos de México para el periodo de 1996 al 2008.
- *Demandas históricas y proyectadas de gas natural en el sector eléctrico:* esta información se obtuvo de la publicación *Prospectiva 2008-2017 del Mercado de Gas Natural*¹⁶ 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*¹⁷ de la SENER. Esta fuente proveyó información relacionada con las unidades generadoras de electricidad que están programadas para iniciar operaciones antes del 2017, incluyendo la capacidad nominal, tecnología y combustible usado para la generación de electricidad. Los proyectos en la etapa de desarrollo para los cuales los estudios de sitio y factibilidad no han sido terminados, no se consideran en esta proyección. El reporte de la SENER también provee las especificaciones tecnológicas para un proyecto típico, incluyendo el factor de capacidad, eficiencia y uso propio.
- *Datos de generación de electricidad en el estado:* las estadísticas estatales del 1990 al 2000 se recopilaron del INEGI¹⁸. 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 2008-2017 sobre el consumo de electricidad en el estado, capacidad instalada de plantas de energías renovables y no renovables, promedio anual de generación y comercio de energía eléctrica doméstica y extranjera necesarias para satisfacer las crecientes demandas.;¹⁹ 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 obtuvieron 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 Nuevo León. Marzo 2007.

¹⁶ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

¹⁷ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

¹⁸ INEGI, con datos de la SENER, *Compendio estadístico del sector energía*,

¹⁹ 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.²⁰
- *Factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso:* 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*.²¹
- *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).²²

Metodología General del Inventario y Proyección de Gases de Efecto Invernadero

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

El método del Nivel I del IPCC se basa en el uso del combustible y las emisiones de todas las fuentes de combustión son estimadas en base a las cantidades de combustibles quemados y en los factores de emisión específicos del combustible. Los factores de emisión Nivel I están disponibles para cada uno de los gases de efecto invernadero relevantes y se presentan en el Cuadro A-1. La calidad de los factores de emisión difiere entre gases. Para el CO₂, los factores de emisión principalmente dependen del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficiencia de combustión, carbono retenido en escoria y cenizas, etc.) puede variar por una cantidad pequeña basada en la edad y en la condición de la unidad de combustión; sin embargo, dada la falta de factores de emisión específica de la instalación, las emisiones de

²⁰ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

²¹ 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>

²² 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.²³

Los informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER indican que Nuevo León no importa electricidad de Estados Unidos; por lo tanto, se asume que cualquier déficit en producción necesaria para satisfacer la demanda es importada de otros estados mexicanos. Previo al 2007, los informes de la SENER reportan que las interconexiones entre Nuevo León y otros estados mexicanos están con los estados de Durango, Coahuila y Tamaulipas. Los reportes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER también muestran que existe abundante generación en Durango para proveer a Nuevo León con electricidad adicional. Después de 2007, los reportes de la SENER muestran una interconexión entre Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas. Coahuila y Tamaulipas se espera que sean exportadores de electricidad basado en el Inventario y Proyección del Sector Eléctrico para esos estados por el CCS. Los perfiles de generación en esos estados son utilizados para desarrollar los factores de emisión para las importaciones.

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 Interestatales	Varían por Año		

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 Nuevo León de 1996 al 2008.²⁴ El segundo grupo de registros históricos detalló los consumos de diesel y combustóleo dentro del sector eléctrico en Nuevo León expresados en Terajoules (TJ) para el periodo de 1996 al 2008.²⁵ 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

²³ 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

²⁴ SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

²⁵ 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 Nuevo León. Marzo 2007.



informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER.²⁶ Esta última fuente de datos mostró que no se comercializaba electricidad entre Nuevo León y los Estados Unidos.

Las proyecciones de emisiones de GEI del sector de suministro eléctrico se basan en los pronósticos oficiales de las estimaciones de ventas de electricidad, en los pronósticos oficiales estimados de quema de gas natural dentro del sector eléctrico y en la información sobre la capacidad de generación adicional planeada en Nuevo León. La ampliación para la capacidad de generación planeada y el retiro de las unidades de generación eléctrica son consideradas en orden para asegurar que el combustible proyectado quemado dentro del sector eléctrico no exceda la cantidad de combustible que pudiera ser quemado en las instalaciones de generación de electricidad en cada año. Las siguientes secciones mostrarán que la capacidad es insuficiente para mantener el índice de crecimiento en la generación de electricidad derivado del consumo de gas natural posterior al 2020. Por consiguiente, se estima el mismo nivel de generación de electricidad dentro del estado para el periodo 2020-2025. Sin embargo, debido a que Nuevo León está proyectado para ser un importador de electricidad neto, se espera que el consumo de electricidad continúe creciendo después del 2020 con el déficit en producción creado por la electricidad generada fuera de Nuevo León. Como con el inventario histórico de GEI, las emisiones de GEI son estimadas tanto para el escenario basado en la producción como para 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 específico de combustibles en las plantas de generación de electricidad de Nuevo León para estimar el total de la electricidad dentro de las fronteras de Nuevo León de 1990 a 2007. Los siguientes pasos se tomaron para aplicar los datos disponibles y los supuestos basados en aquellos datos para generar el inventario histórico de GEI basados en la producción del sector eléctrico en Nuevo León.

Generación de electricidad: La generación de electricidad en las plantas generadoras de electricidad en Nuevo León se reportan en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017* de la SENER y en ediciones anteriores.²⁷ A partir de estos reportes, la generación de electricidad por combustible puede determinarse para los años 2003 al 2007. Tres plantas de ciclo combinado (Huinala I, Huinala II (Monterrey II) y Monterrey III generaron el 45% de la electricidad del estado usando gas natural.²⁸ Se asume que el 55% de electricidad adicional necesaria para satisfacer la demanda es importada de otros estados. Observe que la planta de Monterrey no se muestra en el Cuadro A-2 ya que los datos indican que esta planta dejó de generar electricidad posterior al 2004.

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

²⁷ 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.

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



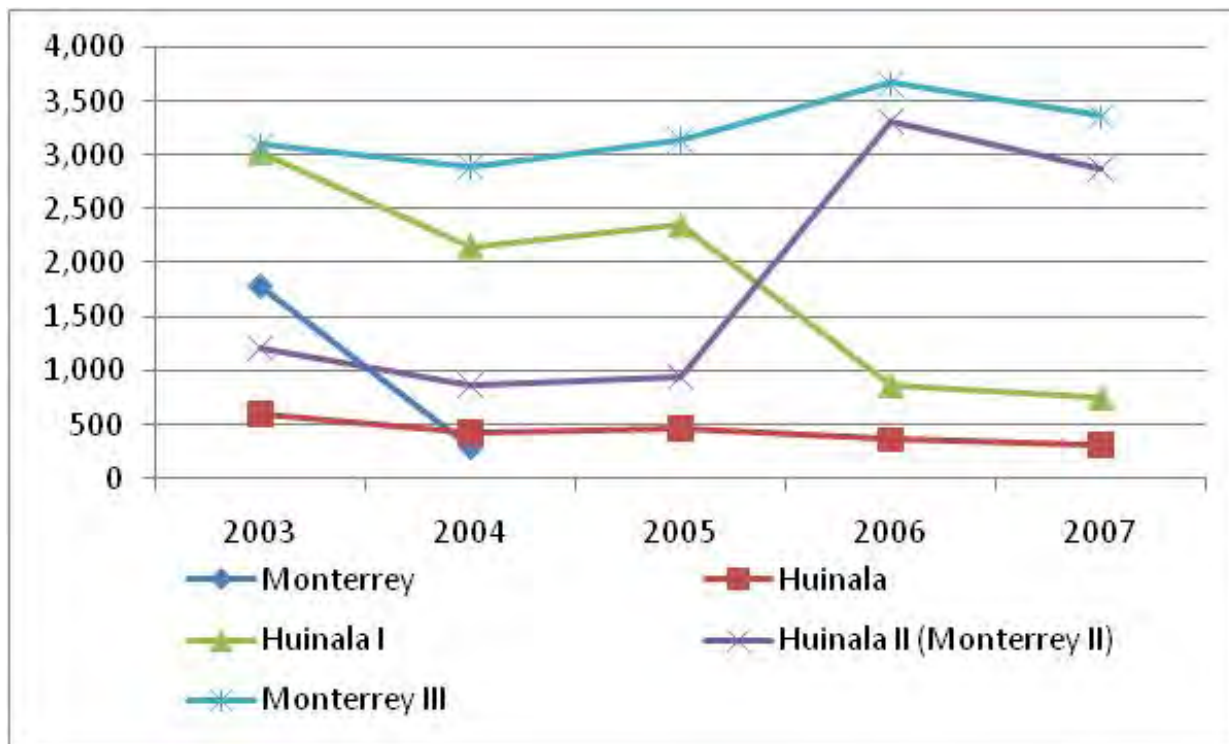
El inventario histórico y proyección de casos de referencia de Coahuila y Tamaulipas indican que no existe suficiente generación en estados vecinos para satisfacer esta demanda. El combustóleo y diesel fueron utilizados previos al 2007 pero la planta de energía (Monterrey I) que usó estos combustibles ya no se encuentra en operación. 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 plantas de 2003 al 2007.

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

Nombre de la Planta	Tipo de Generador	Tipo de Combustible	Capacidad Bruta (MW)	Generación Bruta (GWh)	Consumo de Combustible (TJ)
Huinala	GT	Gas Natural	N/D	320	4,624
Huinala I	CC	Gas Natural	378	753	8,140
Huinala II (Monterrey II)	CC	Gas Natural	600	2,863	30,949
Monterrey III	CC	Gas Natural	449	3,370	36,430

CC: ciclo combinado, GT: turbine de gas, N/D: no disponible
Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

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



Gas natural: Los datos concernientes a la cantidad de gas natural usado en el sector eléctrico están provistos por la *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017* y en ediciones anteriores de ese reporte. El contenido de energía de gas natural consumido se obtuvo multiplicando el volumen de gas natural quemado de cada año (como se informó en los reportes de la *Prospectiva de Mercado del Gas Natural*) por los valores caloríficos netos anuales publicados por la SENER en el *Balance Nacional de Energía 2007*.²⁹ El consumo de gas natural del periodo de 1990 a 1994 se calculó por medio de una extrapolación lineal.

Otros combustibles fósiles: No existe conocimiento del consumo de carbón para el sector eléctrico de Nuevo León. Los datos de consumo para combustóleo y diesel para los años de 1996 al 2008 fueron provistos al CCS por la SENER.³⁰ 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*.³¹ Los valores de consumo 1990-1995 de combustible para combustóleo fueron calculados por medio de una extrapolación lineal. Esta fuente de datos indica que el combustóleo no ha sido utilizado para generar electricidad desde el 2005. También es aparente que el diesel ha sido utilizado muy racionadamente (muy probablemente para generación distribuida la cual no se contempla en los informes de la SENER).

Energía renovable: la información provista al CCS por la SENER indica que no existe mayor generación de electricidad derivada de los recursos renovables en Nuevo León.

Metodología para la Proyección de Emisiones Basado en la Producción.

La proyección de emisiones basado en la producción utilizó los pronósticos 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 *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017*.³² El incremento promedio anual del 4.8% para 2008 al 2017 se aplicó a cada año posterior al 2018; sin embargo, basado en la capacidad disponible y planeada (como se muestra en el Cuadro A-3),³³ es evidente que no habrá capacidad suficiente para

²⁹ SENER. 2008. "Balance Nacional de Energía 2007." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

³⁰ 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 Nuevo León. Marzo 2007.

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

³² SENER. 2009. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>

³³ El cuadro muestra la planeada capacidad ampliada así como la supuesta generación basada en las características de una planta de energía típica. Los datos de capacidad y los supuestos de las características fueron tomadas del "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017" de la SENER. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.



incrementar el consumo de gas natural después del 2020. Por lo tanto, el consumo de gas natural en el sector eléctrico para el 2021 hasta el 2025 se supone será igual a la cantidad de gas natural necesaria para operar las instalaciones en el supuesto 80% de factor de capacidad. El índice de calor calculado para el 2007 se aplicó al consumo pronosticado de gas natural para proyectar la generación de electricidad.

Cuadro A-3. Ampliaciones de la Capacidad Planeada de Gas Natural y Características Supuestas ³⁴

Tipo de Planta	Año	Capacidad (MW)	Eficiencia Bruta	Factor de Capacidad	Uso Propio	Índice de Calor (TJ/GWh)	Generación Proyectada (GWh)
Ciclo Combinado	2015	517	51.4%	0.8	2.9%	7.21	3,518
Ciclo Combinado	2016	517	51.4%	0.8	2.9%	7.21	3,518

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Otros combustibles fósiles: De acuerdo a la *Prospectiva del Sector Eléctrico*, el combustóleo ya no se usa y el diesel es usado racionadamente.; por lo tanto, estos dos combustibles no están incluidos en la proyección de emisiones.

Energía renovable: La SENER no reporta la generación de energía renovable en Nuevo León.³⁵ Por lo tanto, se asume en la proyección que no existe electricidad generada de recursos renovables.

El Cuadro A-4 y la Figura A-2 muestran el consumo de combustible fósil por tipo de combustible para el periodo 1990-2025.a. El Cuadro A-5 y la Figura A-3 muestran la generación de electricidad sobre este periodo para cada tipo de combustible. Estos gráficos muestran que el gas natural fue la fuente más grande combustible fósil antes del 2000 y llegó a ser la única fuente de combustible fósil para la generación de electricidad en Nuevo León durante el periodo de 2005 al 2025.

Cuadro A-4. Inventario y Proyección Basado en la Producción- Consumo de Combustible Fósil (TJ): 1990-2025

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Producción Total
1990	33,823	12,719	2	46,544
1995	42,758	14,173	14	56,944
2000	79,462	18,457	789	98,708
2005	59,753	-	-	59,753
2010	58,307	-	-	58,307
2015	92,275	-	-	92,275
2020	143,516	-	-	143,516
2025	154,770	-	-	154,770

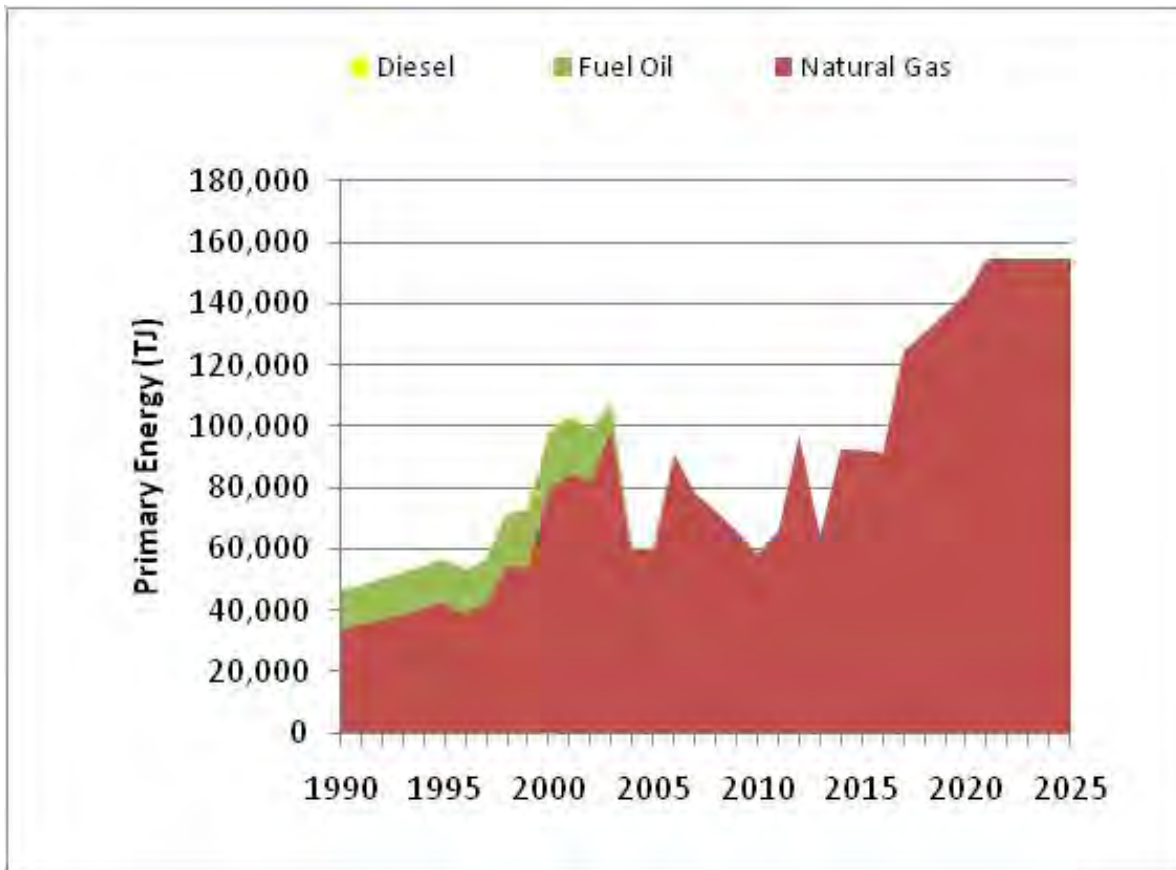
Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

³⁴ SENER. 2009. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=466>.

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



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

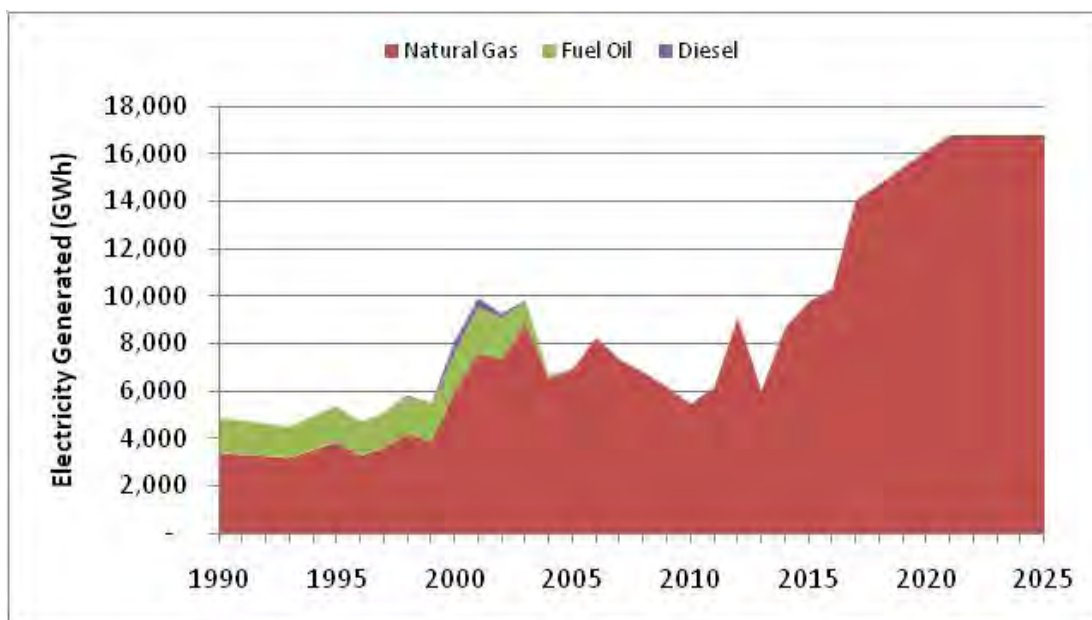


Cuadro A-5. Inventario y Proyección Basado en la Producción – Generación de Electricidad (GWh): 1990-2025

Year	Natural gas	Fuel oil	Diesel oil	Total Production
1990	3,361	1,488	1	4,851
1995	3,830	1,495	9	5,334
2000	5,993	1,639	464	8,096
2005	6,908	0	0	6,908
2010	5,443	0	0	5,443
2015	9,725	0	0	9,725
2020	16,128	0	0	16,128
2025	16,747	0	0	16,747

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-3. Generación Total de Electricidad – por Tipo de Combustible: 1990-2025



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

Los métodos descritos en las dos secciones previas provén detalle de como el CCS utilizó la información existente y las proyecciones oficiales para estimar el contenido de energía de los combustibles usados para 1990 hasta el 2025. Las emisiones de GEI basadas en la producción histórica y proyectada se muestran en el Cuadro A-6 y en la Figura A-4. La contribución de cada tipo de combustible para las emisiones de GEI está en línea con su consumo de energía fósil correspondiente. Los resultados ponen en evidencia que las emisiones de GEI derivadas del gas



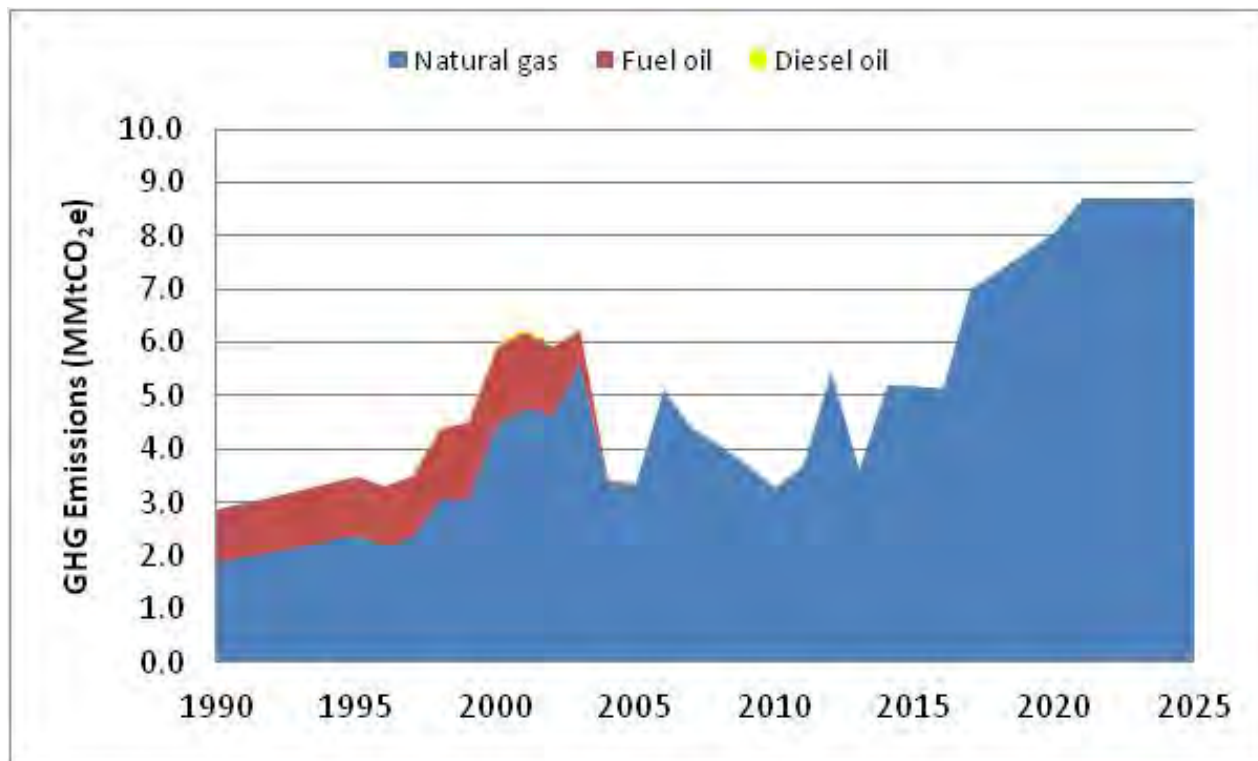
natural dominan el total de las emisiones de GEI basadas en la producción a lo largo de la serie temporal 1990-2025. .

Cuadro A-6. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes del Sector Eléctrico (MTmCO₂e): 1990-2025

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Emisiones basadas en la Producción Total
1990	1.90	0.99	1.0*10 ⁻⁴	2.89
1995	2.40	1.10	1.0*10 ⁻³	3.50
2000	4.46	1.43	0.06	5.95
2005	3.36	0.00	0.00	3.36
2010	3.27	0.00	0.00	3.27
2015	5.18	0.00	0.00	5.18
2020	8.06	0.00	0.00	8.06
2025	8.69	0.00	0.00	8.69

Cuadro elaborado por el CCS con datos de la SENER

Figura A-4. Emisiones de GEI basadas en la Producción provenientes del Sector Eléctrico: 1990-2025



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 Nuevo León incluyendo las emisiones de electricidad importada pero excluyendo las emisiones de electricidad producida en, pero exportada del estado.



Electricidad basada en el Consumo (GWh) = Ventas en el estado + 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.³⁶ Se supone que la misma mezcla de combustibles para la generación bruta de electricidad se extiende a las ventas de electricidad en el estado. Los valores de venta de electricidad se multiplicaron por los índices de calor (TJ/GWh) determinados en base del análisis de las emisiones por producción para obtener el equivalente consumo energético en Terajoules.

La información relacionada con las importaciones de otros estados en México no estuvo disponible. Se pudo observar que en los reportes de *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER existe capacidad de transmisión que conecta la red de electricidad en Nuevo León a otros estados mexicanos. La cantidad de electricidad importada fue ajustada tomando la diferencia entre la suma de la electricidad vendida y la pérdida de electricidad y la producción bruta de electricidad.

Las emisiones de las importaciones son calculadas con base en los factores de emisión anuales derivados de los inventarios y proyecciones para Coahuila y Tamaulipas. Tamaulipas no fue un exportador neto hasta 2002, cuando hubo un aumento agudo en la producción en aquel estado. Por lo tanto, para 1990-2001, toda la electricidad importada provino de Coahuila. En los años 1997-2001, no había bastante electricidad exportada de Coahuila para satisfacer la demanda en Nuevo León. Se supone que la demanda excedente en estos años está conformada por importaciones de Durango. El factor de emisión para importaciones de Durango está basado en el perfil de generación de 2007 en Durango que es aproximadamente el 76% del gas natural y el 26% combustóleo.

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%.³⁷ 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%)³⁸. Las exportaciones e importaciones interestatales fueron estimadas asumiendo que todo exceso o déficit de electricidad sería explicado por las exportaciones e importaciones interestatales, respectivamente.

³⁶ 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.

³⁷ Hartley, Peter and Eduardo Martinez-Chombo. 2002. "Oferta y Demanda de Electricidad en México." Rice University, Houston, TX. Disponible en: http://www.rice.edu/energy/publications/docs/Hartley_ElectricityDemandSupplyMexico.pdf.

³⁸ CFE. "Pérdidas Totales de Energía 2000-2009." Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=304>



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 Nuevo León. 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 Nuevo León está indexado a la proyección de la región noreste para los años 2008 al 2017. El incremento promedio anual de 4.6% se aplicó cada año para estimar el consumo total para el 2008 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, la proyección de producción de electricidad es menor que las ventas de electricidad más las pérdidas de 2008 al 2025. Las proyecciones de electricidad importada y exportada de Nuevo León no estuvieron disponibles; por lo tanto, fue necesario hacer un supuesto en relación a las ventas de electricidad y pérdidas en T&D.

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.

Exportaciones de electricidad se estiman que sean nulas. Las emisiones de las exportaciones y las pérdidas son calculadas multiplicando el índice de consumo específico de combustible para obtener el total de consumo de combustible por cada año (Ej. gas natural TJ/total TJ; generado por el pronóstico basado en la producción) por la energía primaria total usada para generar electricidad exportada o perdida.

Las emisiones de las importaciones son calculadas basadas en los factores de emisión anuales derivados de los inventarios y proyecciones de Coahuila y Tamaulipas desarrollados por el CCS. Se supuso que la electricidad importada en la proyección es generada en Tamaulipas, a menos que no haya exportaciones suficientes de Tamaulipas. Si la electricidad adicional es necesaria para satisfacer la demanda de importación de Nuevo León, se supone que esta electricidad proviene de Coahuila.

El Cuadro A-7 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 primaria a través del periodo de inventario histórico y proyección de casos de referencia que fue usado para calcular las estimaciones de emisiones de GEI.

Cuadro A-7. Disposición de Energía Eléctrica en todo el Estado (GWh): 1990-2025

Year	Consumption-based Inventory			Export
	Nuevo Leon Consumption	Import	Loss	
1990	6,976	2,643	517	0
1995	9,692	4,927	569	0
2000	14,015	6,778	858	0
2005	13,703	7,544	749	0
2010	16,489	11,627	581	0
2015	20,820	12,132	1,037	0
2020	26,008	11,600	1,720	0
2025	32,566	17,606	1,786	0

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

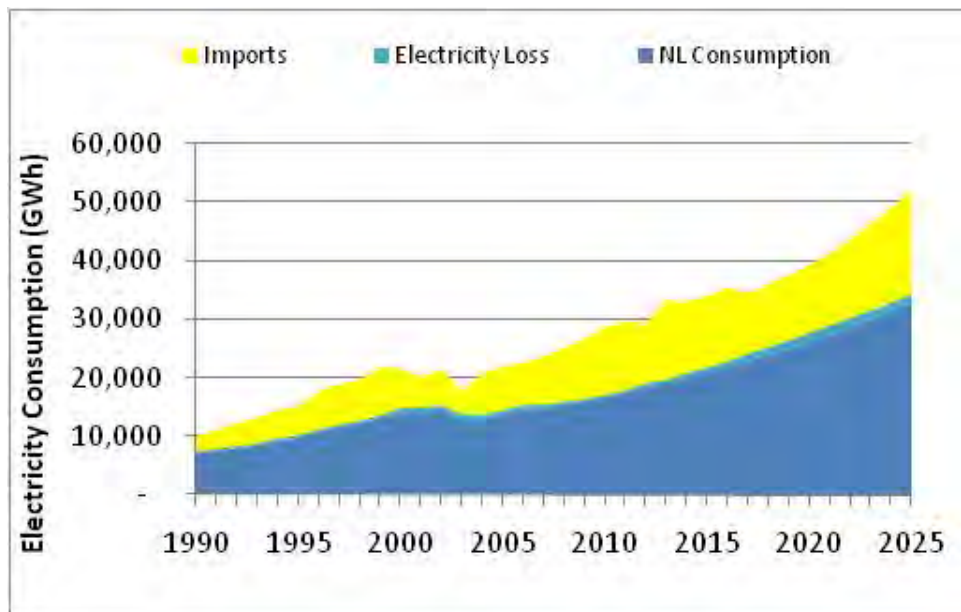
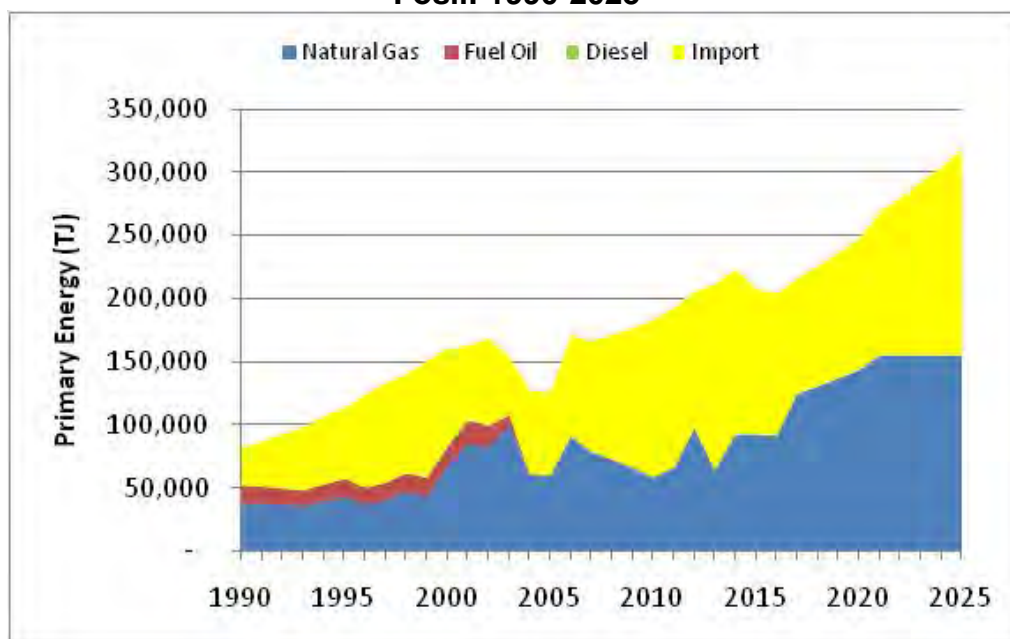


Figura A-6. Inventario y Proyección basado en el Consumo – Uso de Energía Fósil: 1990-2025



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 los combustibles usados para 1990 a 2025. Las emisiones de GEI históricas y proyectadas basadas en el consumo se muestran 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 las pérdidas de electricidad están incrustadas en las emisiones de fuente de combustible en la Figura A-7. El Cuadro A-8 y la Figura A-8 muestran las emisiones de GEI basadas en el consumo por componente. Estos resultados muestran las contribuciones relativas a las emisiones de GEI de las exportaciones de electricidad (cero en el caso de Nuevo León), importaciones, pérdidas y electricidad consumida en el estado.

Incertidumbres Principales y Necesidades Futuras de Investigación

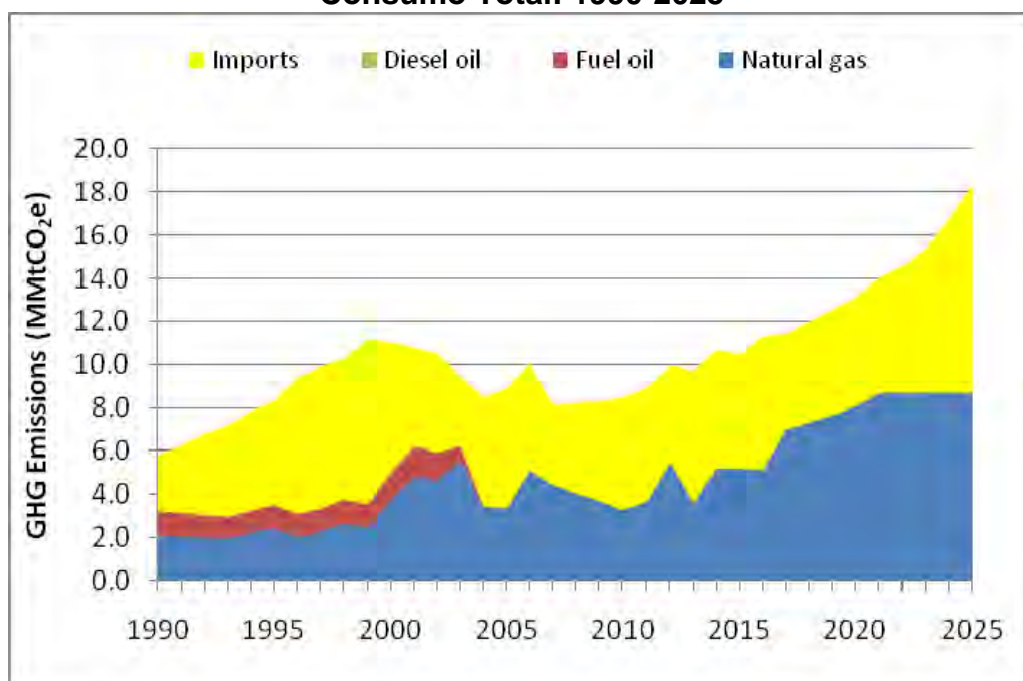
Las principales fuentes de incertidumbre que subyacen en las estimaciones anteriores y en las oportunidades futuras de investigación son las siguientes:

- La generación y consumo de electricidad en Nuevo León según las publicaciones del SENER, indican que el estado importa grandes cantidades de electricidad para abastecer la demanda. Sin embargo, 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 los

pronósticos de ventas de electricidad, su producción, y la tasa de pérdidas en la red de transporte y distribución

- Fue necesario proyectar importaciones y exportaciones de electricidad en valores netos. Si bien se estima que Nuevo León sea un importador neto de electricidad, es posible que alguna porción de electricidad producida sea dirigida para la exportada.
- 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.

Figura A-7. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo Total: 1990-2025

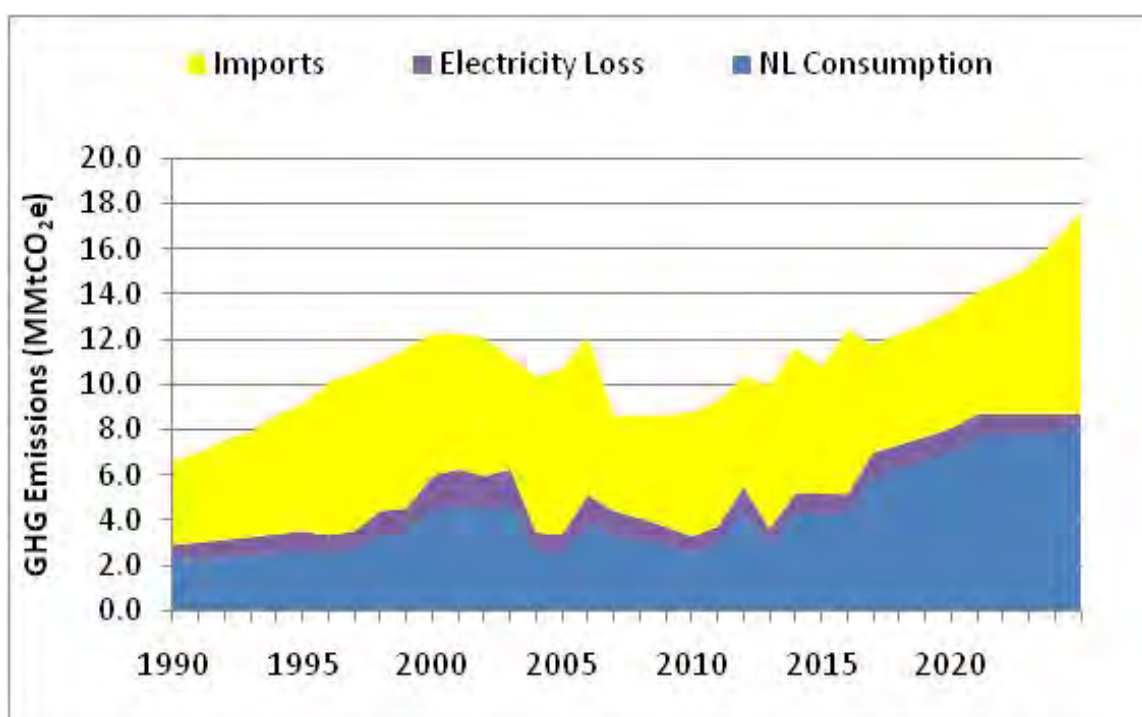


Cuadro A-8. Emisiones Totales de GEI relacionadas con el Consumo de Electricidad (MTmCO₂e): 1990-2025

Year	Nuevo Leon Consumption	Imports	Loss	Total Consumption-based Emissions	Exports
1990	2.91	2.58	0.31	5.80	0.00
1995	3.15	4.77	0.37	8.30	0.00
2000	4.42	5.99	0.63	11.0	0.00
2005	2.99	5.56	0.36	8.92	0.00
2010	2.92	5.22	0.35	8.49	0.00
2015	4.63	5.29	0.55	10.5	0.00
2020	7.20	5.06	0.86	13.1	0.00
2025	7.76	9.64	0.93	18.3	0.00

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

Figura A-8. Emisiones de GEI provenientes del Sector Eléctrico basado en el Consumo – por Componente: 1990-2025



Nota: Consumo en NL = consumo de electricidad en NL que es producida en el estado.

- La información en los reportes de pronósticos 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 *Prospectiva 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 Nuevo León 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 contribuciones futuras de exportaciones e importaciones de emisiones de GEI del sector eléctrico en Nuevo León.

- 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 emisión 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 Nuevo León.
- Para las plantas de calor combinado y de energía que generan y venden electricidad a la red de energía, el uso de combustible relacionado con estas instalaciones es agregado por combustible y por sector, por lo tanto no puede ser desglosado fácilmente para que pueda ser reportado bajo el suministro y consumo de energía eléctrica. Un trabajo futuro podría incluir una evaluación para determinar la mejor manera para aislar las emisiones relacionadas con el calor combinado y las plantas de energía.
- Los cambios en el precio del combustible influyen en los niveles de consumo y a medida que las tendencias en los precios de los distintos combustibles varíen, esto alentará el cambio a otros combustibles lo cual afectaría las estimaciones de las emisiones. Eventos no anticipados que podrían afectar los precios podrían afectar la proyección de electricidad para Nuevo León.
- El crecimiento poblacional y económico son los principales impulsores para el uso de la electricidad. Las proyecciones de casos de referencia se basan en las estimaciones de los requerimientos de generación eléctrica reportadas en los informes *Prospectiva del Sector Eléctrico* de la SENER. Los pronósticos de demanda de electricidad por parte de otros sectores podría ayudar a depurar el pronóstico para Nuevo León.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

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

Descripción General

Las actividades en los subsectores RCI³⁹ generan emisiones de CO₂, CH₄, y N₂O al quemar combustible en calefacciones domésticas, calentadores de agua, procesos industriales, cocinas, y en otras aplicaciones energéticas. Este apéndice contempla la quema de combustible solo para estos subsectores. En el 2005, las emisiones totales directas de GEI procedentes de la quema de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), carbón y leña fueron del orden de 13 MTmCO₂e, de las cuales el 87% fueron emitidas por fuentes industriales, 12% por fuentes residenciales y 1% 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 1.⁴⁰

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

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

³⁹ 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.

⁴⁰ 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.⁴¹ 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 combustibles. Sin embargo, los factores de emisión para CH₄ y N₂O dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones operacionales y ambos varían considerablemente entre las instalaciones individuales de combustión y sobre el tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de los factores de emisión promedio para estos gases presentará relativamente grandes incertidumbres.⁴² 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 equivalentes (CO₂e).

Con el fin de plasmar la diferencia entre las emisiones de CH₄ y N₂O, los factores de emisión incluidos en las Directrices del IPCC de 2006 se indican en cuadros distintos, conforme a cuatro subsectores: 1) industrias energéticas, 2) industrias manufactureras y construcción, 3) comercial e institucional y 4) residencial y agrícola/forestal/piscícola.⁴³ 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.

⁴¹ 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

⁴² 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

⁴³ 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>.



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

Fuente	Tipo de Combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
Industrial	Diesel	74,100	0.6	3
	Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	1
	Agrícola- Gas Licuado de Petróleo	63,100	0.1	5
	Gas Natural	56,100	0.1	1
	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: Carbón Vegetal	112,000	1	200
	Biocombustibles Sólidos: Leña	112,000	4	300

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.⁴⁴ La SENER atribuyó todo el consumo de diesel al subsector industrial. Previo a 1993, el consumo se extrapola linealmente a 1990. Los valores de proyección se derivaron por el cálculo del índice de crecimiento medio anual (-0.5%) del juego de datos de la SENER de 1996-2009 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 1990-2007.⁴⁵ Los valores de proyección se obtuvieron por medio del cálculo del índice de crecimiento medio anual (-8.5%) para 1990-2005 y aplicándolo a los años 2008-2025.

⁴⁴ 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.

⁴⁵ Sistema de Información Energética - productos petrolíferos. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.



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

Fuente	Tipo de Combustible	Índice de Crecimiento Anual
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	0.9%
Industrial	Diesel	-0.5%
	Gas Licuado de Petróleo	2.8%
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	2.0%
	Gas Natural	1.6%
	Combustóleo	-8.5%
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	-1.4%
	Gas Natural	2.3%
	Biocombustibles Sólidos: Carbón Vegetal	1.9%
	Biocombustibles Sólidos: Leña	2.0%

Gas Licuado de Petróleo

El consumo estatal de gas licuado de petróleo (GLP) y el consumo pronosticado se obtuvieron de la SENER.⁴⁶ La información sobre el consumo de combustible por estado se publicó para 1996-2005. El consumo por subsector incluyendo el residencial, comercial e industrial fueron publicados por región. Los porcentajes regionales se multiplicaron por el consumo total del estado para los tres subsectores con el fin de estimar el consumo por subsector del estado. El consumo para los años previos a 1990 se calculó por medio de la retroproyección de los consumos reportados. Las proyecciones oficiales de la SENER sobre el consumo de GLP estuvieron disponibles para 2006-2016. Para los años restantes del 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, -1.4% para el subsector residencial, 2.8% para industrial y 0.9% 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).

⁴⁶ 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>.

Gas Natural

El consumo estatal de gas natural y los datos de consumo de la proyección se obtuvieron de la SENER.⁴⁷ 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.⁴⁸ 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 proyección hasta el 2025, el consumo total estatal se supuso que creció en la misma proporción que el pronóstico de SENER (Índice de crecimiento medio anual para 2009-2017); esto es 1.6% para el subsector industrial y 2.3% para los subsectores residencial, comercial y transporte. En Nuevo León, el subsector industrial domina el consumo de gas natural. El consumo reportado del sector residencial, comercial y transporte es menos de 1% 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 Nuevo León en las que se usan estufas de leña (2.7%) e infiere en la parte de la población que depende de la leña como combustible para cocinar. La SENER facilitó los datos sobre el consumo promedio anual de uso de leña por persona para 1996 y 2006 (en equivalentes a gas natural).⁴⁹ 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 del proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento medio anual (2.0%) 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.

Biocombustibles Sólidos: Carbón Vegetal

El consumo de carbón vegetal como combustible por parte del sector residencial se derivó de los datos obtenidos de la SDS en el Estado de Nuevo León.⁵⁰ El uso de energía procedente de la

⁴⁷ 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>.

⁴⁸ 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>.

⁴⁹ SENER: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016, Cuadro 23*. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/index.jsp>.

⁵⁰ Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales en el Estado de Nuevo León. Adquirida de: <http://www.semamat.gob.mx/ESTADOS/NUEVOLEON/TEMAS/Paginas/CARBON.aspx>.



madera como combustible se reportó en el 2007. El consumo para 1990-2006 se estimó multiplicando el índice de uso per cápita del 2007 por la población de años anteriores. Los valores de proyección se derivaron aplicando el índice de crecimiento medio anual (1.9%) para 1990-2005 a los años 2008-2025.

Resultados

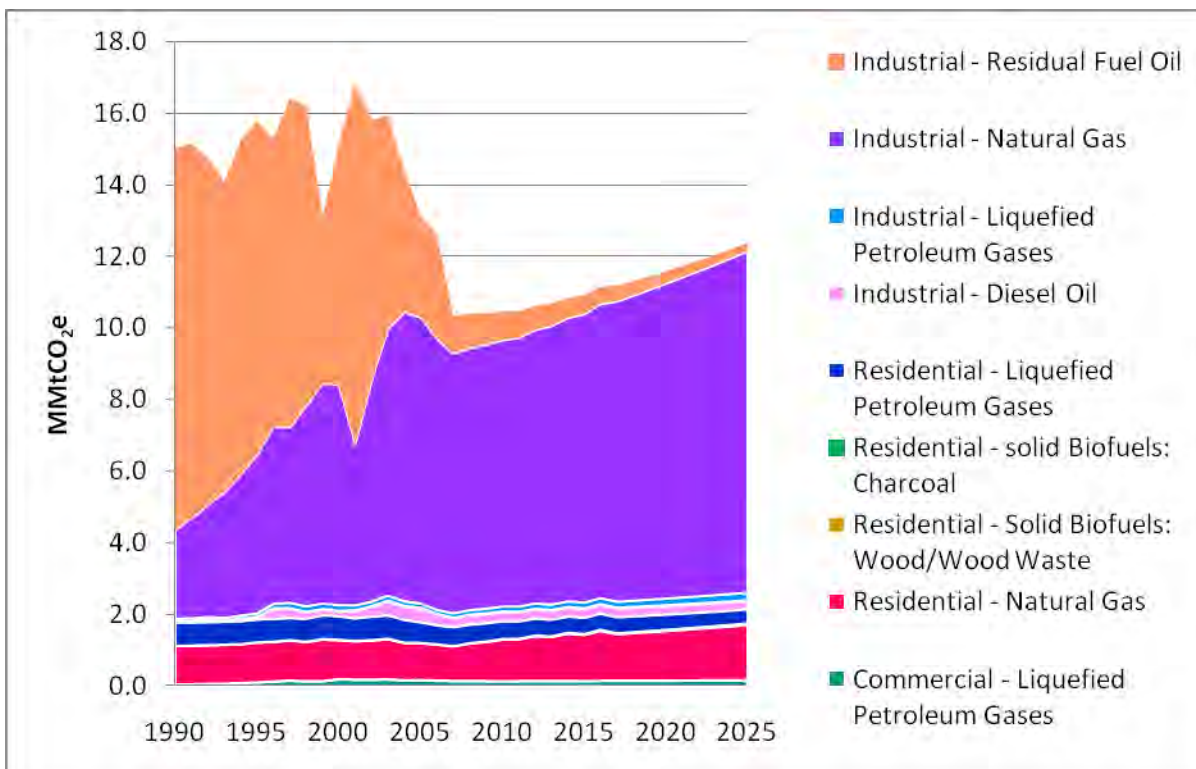
El uso de energía en el sector RCI dio un total de 57,327 Tera julios (TJ) en 2005. Los valores del consumo de energía se muestran en el Cuadro B-3.

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	551	1,544	2,909	2,539
Industrial	Diesel	252	764	1,828	5,290
	Gas Licuado de Petróleo	200	1,057	2,088	1,591
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	1,096	665	548	406
	Gas Natural	44,347	78,616	109,544	142,000
	Combustóleo	136,238	119,086	86,276	36,179
Residencial	Gas Licuado de Petróleo	9,756	9,756	10,063	8,767
	Gas Natural	18,566	19,066	18,730	17,658
	Biocombustibles Sólidos: Carbón Vegetal	2	2	2	2
	Biocombustibles Sólidos: Leña	131	150	162	177
Total		211,138	230,706	232,150	214,609

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 13 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MTmCO_{2e}) de los cuales el 87% está relacionado con la quema de combustible en el subsector industrial, 12% es procedente del subsector residencial y 1% del subsector comercial. En 2005, el consumo de gas natural industrial representó el 61% del uso de energía RCI, seguido por el consumo de combustóleo industrial (22%) y el consumo de gas natural residencial (8%).

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



Para el 2025, el total de las emisiones de GEI procedentes del sector RCI están proyectadas en 12.4 MTmCO₂e de los cuales el 83 % proviene de la quema de combustible industrial, 16% de la quema de combustible residencial y 1% de la quema de combustible comercial. En general, las emisiones del sector RCI se derivan de la quema de gas natural en el subsector industrial y por el gas natural en el subsector residencial. El consumo de gas natural se reportó como un total agregado en el estado para los subsectores residenciales, comerciales y para el sector de transporte. Además del consumo de gas natural comercial incluido en este agregado, es probable que parte del consumo comercial sea incluido en el consumo del subsector industrial. Para poder clarificar esto, datos más detallados de agencias estatales o proveedores de combustible serían necesarios.

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

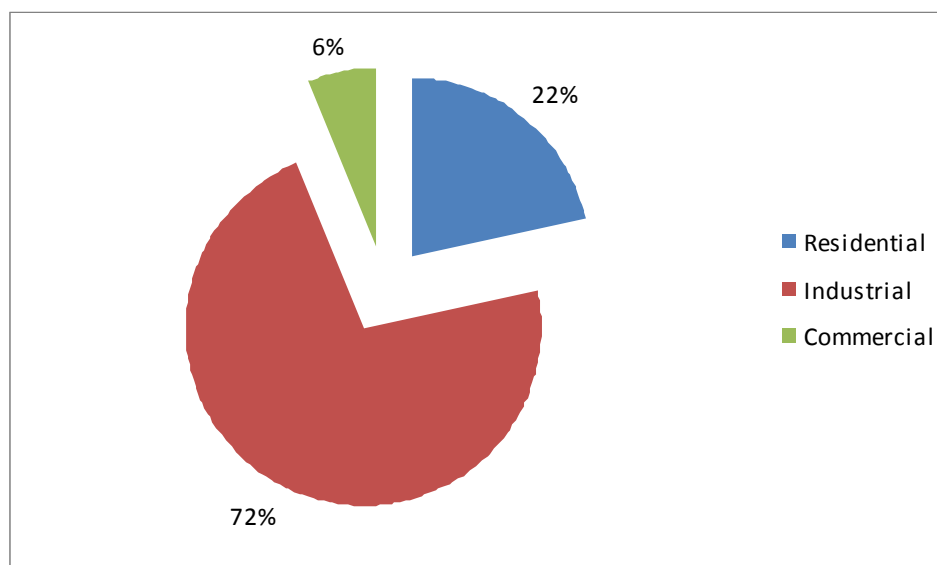
Fuente	Tipo de Combustible	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Comercial	Gas Licuado de Petróleo	0.04	0.10	0.19	0.16	0.13	0.14	0.15	0.16
	Diesel	0.02	0.06	0.14	0.40	0.26	0.26	0.25	0.24
Industrial	Gas Licuado de Petróleo	0.01	0.07	0.13	0.10	0.12	0.14	0.20	0.22
	Gas Licuado de Petróleo (Agricultura)	0.07	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.00	0.00
	Gas Natural	2.50	4.43	6.18	8.01	7.46	8.07	8.82	9.56
	Combustóleo	10.67	9.33	6.76	2.83	0.79	0.51	0.33	0.21
	Gas Licuado de Petróleo	0.63	0.63	0.65	0.57	0.49	0.45	0.43	0.40
Residencial	Gas Natural	1.07	1.10	1.08	1.02	1.15	1.28	1.38	1.55
	Biocombustibles Sólidos: Carbón Vegetal	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002
	Biocombustibles Sólidos: Leña	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	Total	15.03	15.78	15.18	13.13	10.46	10.90	11.58	12.36

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	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
	Diesel	0%	0%	1%	3%	3%	2%	2%	2%
Industrial	Gas Licuado de Petróleo	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
	GLP-Agricultura	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Gas Natural	17%	28%	41%	61%	71%	74%	76%	77%
	Combustóleo	71%	59%	45%	22%	8%	5%	3%	2%
	Gas Licuado de Petróleo	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	3%
Residencial	Gas Natural	7%	7%	7%	8%	11%	12%	12%	13%
	Biocombustibles sólidos: carbón Vegetal	0%	0%	0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Biocombustibles sólidos: Leña	0%	0%	0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
	Gas Licuado de Petróleo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

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 (72%), seguido de los subsectores residencial (22%) y comercial (6%). 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



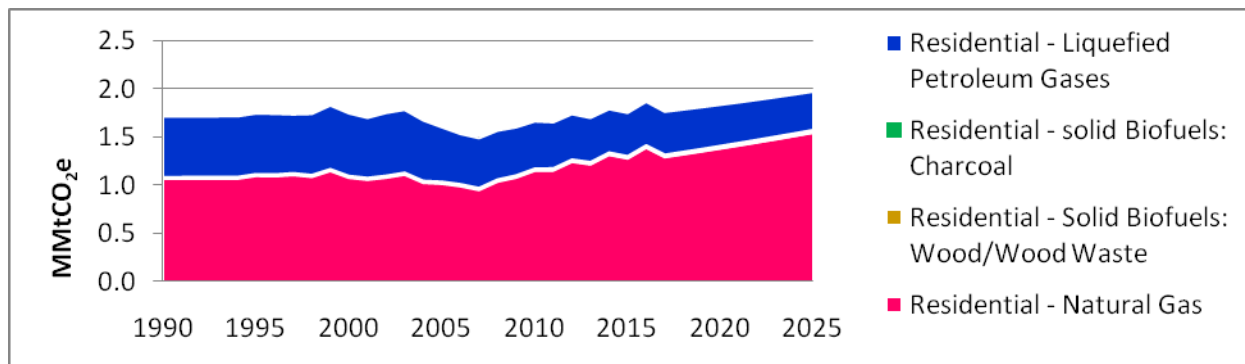
Cuadro B-6. Índices de Crecimiento Anual en Ventas Históricas de Electricidad

Sector	1990-2005*
Residencial	0.05%
Comercial	0.03%
Industrial	0.05%
Total	0.05%

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

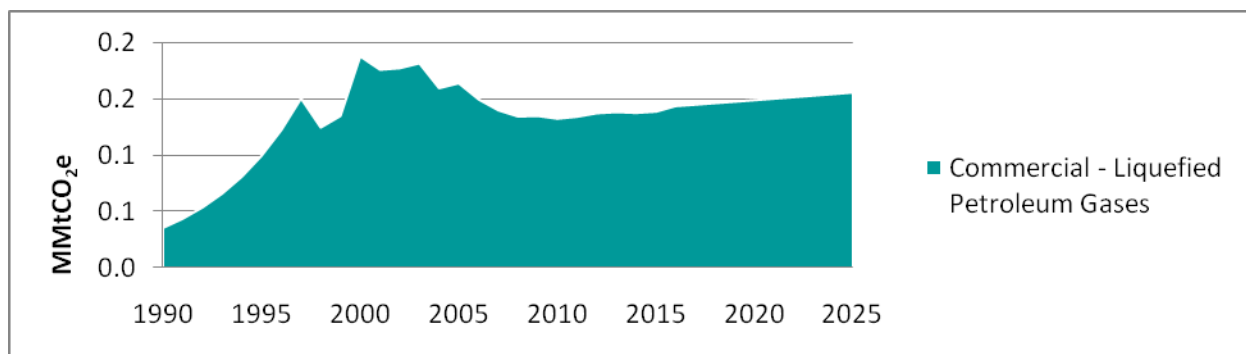
Las emisiones procedentes de las fuentes residenciales fueron motivadas por la quema de GLP las cuales representaron el 64% de las emisiones residenciales totales en 2005 y por la quema de gas licuado de petróleo lo que representó el 35%. Las emisiones relacionadas con la quema de leña y carbón vegetal representaron el 1% y menos del 1% del total, respectivamente. Las tendencias históricas y proyectadas de emisiones de GEI se muestran en la Figura B-3. No está claro porque las emisiones disminuyeron entre el 2000 y 2005. La eficiencia de la estufa mejorada puede explicar un poco sobre la reducción en el consumo. A partir de 2005 y hasta el 2025, se estima que las emisiones residenciales incrementen un 23%. 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 0.21 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 disminuyan un 5% o aproximadamente 0.25% por año.

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

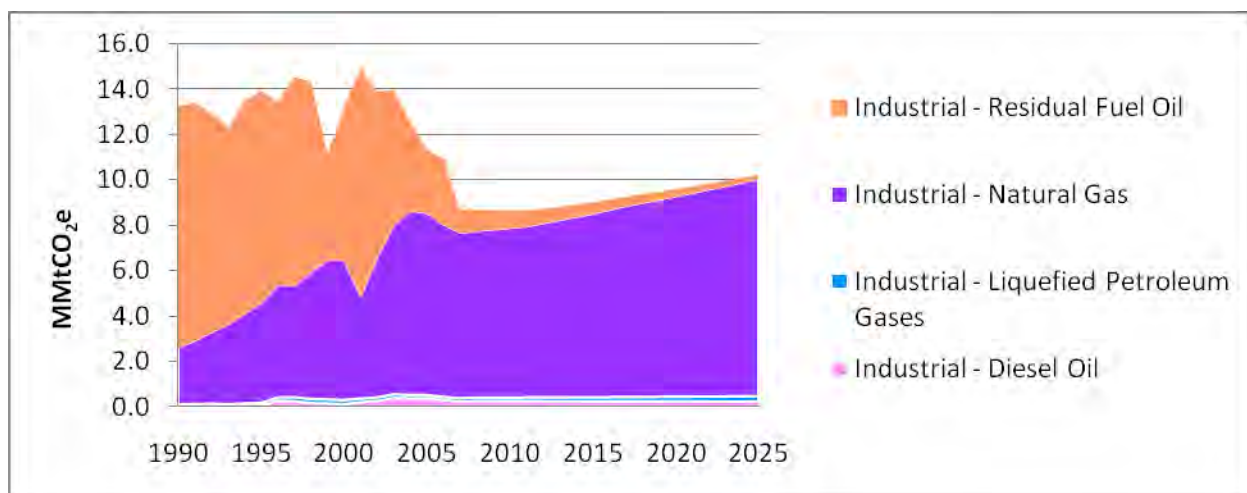


En 2005, las emisiones procedentes de fuentes industriales se debieron a la quema de gas natural (70%) seguido del combustóleo (25%) y diesel (3%). La contribución de la quema de GLP a las emisiones totales fue 1%. Las tendencias históricas y proyectadas de las emisiones de GEI se muestran en la Figura B-5. Los datos de consumo de combustóleo se estimaron restando las ventas de combustible del sector eléctrico del total de las ventas de combustible del estado de 1990-2007.⁵¹ Se supuso que la diferencia era atribuible a los usos industriales. Los valores la proyección se derivaron calculando el índice de crecimiento medio anual (-8.5%) para 1990-2005 y aplicándolo a los años 2008-2025. Bruscas disminuciones en el consumo de combustóleo en años recientes fuertemente influenciaron los índices de consumo proyectados. Los valores de

⁵¹ Sistema de Información Energética - productos petrolíferos. Disponible en: <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.

la proyección serían inferiores si las disminuciones recientes en el consumo de combustóleo prueban ser una anomalía (ver información adicional bajo Incertidumbres Principales). Los datos sobre el consumo de GLP incluyeron el desglose de la quema relacionada con la industria agrícola. El GLP fue el único combustible para el cual se contó con información obtenida del consumo agrícola del resto del consumo industrial.

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



Incertidumbres Principales y Próximos Pasos

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

Además, la información sobre el 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 Nuevo León 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 pronosticado y en algunos casos retro-proyectados en el consumo histórico. El uso de los indicadores económicos podría mejorar la proyección 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 retroproyectar 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 retroproyectar 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 provenientes del consumo de energía relacionadas con las siguientes fuentes: Autotransporte, 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 equivalente de dióxido de carbono.

Inventario y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

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

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

Donde:

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

Combustible_a = combustible vendido en Tera julios (TJ)

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

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

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

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



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

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

Sector Fuente de GEI	Datos de Actividad	Fuente de Datos
Autotransporte – Gasolina	Estado de Nuevo León. : consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Autotransporte – Diesel	Estado de Nuevo León. : consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía: Sistema de Información Energética, con información de Petróleos Mexicanos.
Autotransporte – GLP	Estado de Nuevo León. : consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de gas LP 2007 - 2016
Autotransporte – Gas Natural	Estado de Nuevo León. : consumo de combustible, 1996-2007	Secretaría de Energía: Prospectiva del mercado de Gas Natural 2007 - 2016
Aviación	Estado de Nuevo León. : consumo de combustible, 1990-2007	Secretaría de Energía de Nuevo León. : 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 Nuevo León.	Secretaría de Comunicaciones y Transportes: Longitud de Vías Férreas Existentes Por Entidad Federativa Según Tipo de Vía ⁵³

La proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero se calcularon sobre la base de los pronósticos 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

⁵³ Secretaría de Comunicaciones y Transportes: “Longitud De La Red Carretera Y Ferroviaria Por Mesoregión Y Entidad Federativa” Disponible en:

http://Dgp.Sct.Gob.Mx/Fileadmin/User_Upload/Estadistica/Indicadores/Infra-Comytrans/IO5.Pdf

y “Distribución Porcentual De La Infraestructura De Transportes Y Comunicaciones Por Entidad Federativa Según Modo De Transporte Y Servicio De Comunicaciones”. Disponible en:

http://dgp.sct.gob.mx/fileadmin/user_upload/Estadistica/Indicadores/Infra-ComyTrans/IO4.pdf



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 Nuevo León, las proyecciones nacionales se utilizaron para gasolina y diesel. Las proyecciones para GLP y para combustible para aviones son específicas para la Región Noreste de México.

Cuadro C-2. Índices de Crecimiento Compuesto Anual

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

Autotransporte

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

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

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

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

Embarcaciones Marítimas

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

Aviación

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

Ferrocarriles

El consumo de diesel para ferrocarriles no estuvo disponible para Nuevo León; por lo tanto, el consumo para este combustible se estimó adjudicando los usos nacionales a nivel estatal. El consumo nacional para combustible ferroviario para el periodo de 1990-2002 se tomó del inventario nacional de GEI. Los valores de consumo se incrementaron de 2002 a 2007 utilizando los valores consumo diario de diesel para ferrocarril de la *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017* de la SENER. El consumo nacional fue adjudicado a Nuevo León utilizando la proporción de

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

líneas ferroviarias en Nuevo León. 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 42% alcanzando los 8.4 MTmCO₂e en el 2005. En 1990, las fuentes más grandes de emisiones de gases de efecto invernadero fueron las actividades relacionadas con la combustión de gasolina y diesel en carretera representando el 93% del total de las emisiones de GEI en el sector transporte en 1990. La fuente de mayor crecimiento a través del tiempo fue el GLP en Autotransporte con un crecimiento promedio anual de 21% seguido por el combustible para aeronaves (3%).

En el 2025, las emisiones totales del transporte se espera que sean del orden de 15 MTmCO₂e representando un incremento del 157% en 1990. Las emisiones del Autotransporte se espera que representen el 90% del total de las emisiones de transporte para el 2025. Las emisiones por parte del sector de la aviación se estima que representen el 8.5% del total de las emisiones del sector transporte en 1990. Las emisiones por parte del sector ferrocarril se espera que representen un 0.9% del total de las emisiones del sector transporte en el 2025, un 1.5% por debajo en 1990.

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

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

Fuentes	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Autotransporte – Gasolina	3.31	3.62	4.08	4.98	6.31	7.26	7.97	8.68
Autotransporte – Diesel	2.19	2.31	2.52	2.61	3.37	3.99	4.51	5.02
Autotransporte - GLP	0.01	0.03	0.19	0.18	0.07	0.06	0.06	0.06
Autotransporte – Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.05	0.07
Aviación	0.33	0.48	0.00	0.55	0.86	1.00	1.14	1.29
Ferrocarril	0.09	0.08	0.08	0.08	0.11	0.12	0.13	0.13
Total	5.93	6.52	6.87	8.40	10.74	12.46	13.86	15.25

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

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Autotransporte – Gasolina	55.8%	55.5%	59.4%	59.3%	58.8%	58.3%	57.5%	56.9%
Autotransporte - Diesel	37.0%	35.5%	36.7%	31.1%	31.4%	32.0%	32.5%	32.9%
Autotransporte - GLP	0.2%	0.5%	2.8%	2.1%	0.7%	0.5%	0.4%	0.4%
Autotransporte – Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%	0.4%	0.5%
Aviación	5.6%	7.4%	0.0%	6.5%	8.0%	8.0%	8.2%	8.5%

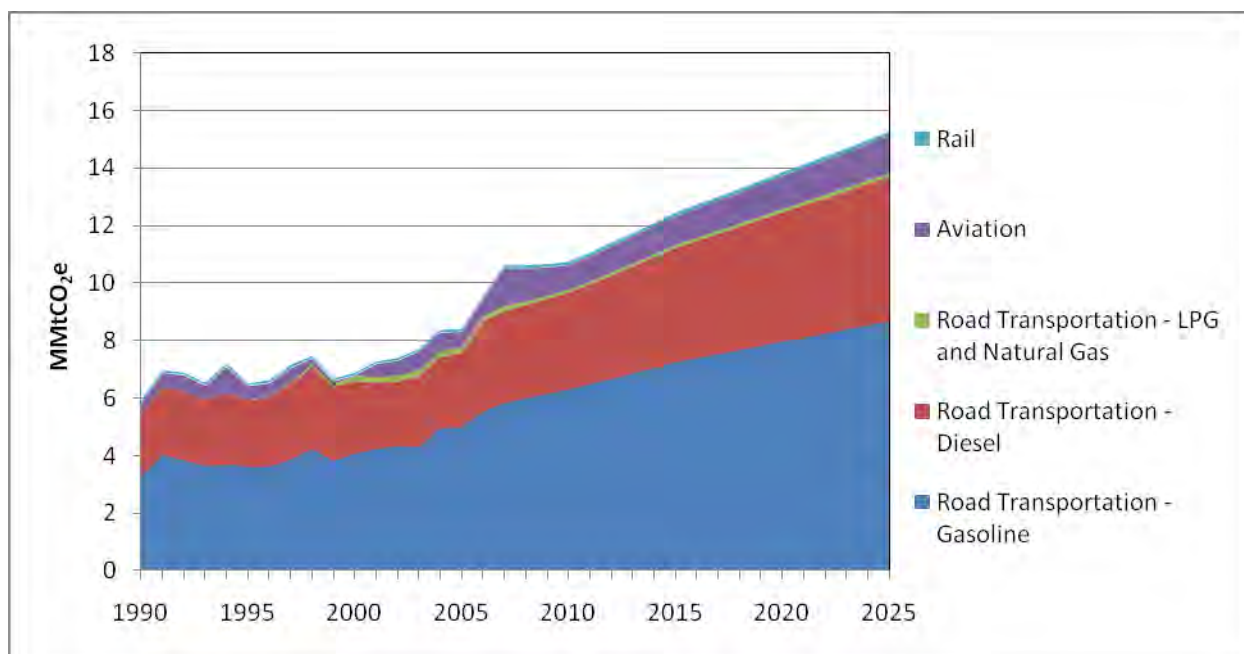


Ferrocarril	1.5%	1.2%	1.2%	1.0%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------

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

Fuente	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Autotransporte – Gasolina	51%	74%	163%
Autotransporte - Diesel	19%	92%	129%
Autotransporte - GLP	1700%	-67%	500%
Autotransporte – Gas Natural	NA	NA	NA
Aviación	67%	135%	291%
Ferrocarril	-11%	63%	44%
Total	42%	82%	157%

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



Incertidumbres Principales y Necesidades Futuras de Investigación

Según las Directrices del IPCC de 2006, el consumo de combustible energético es la forma preferida de los datos de actividad.⁵⁵ Los consumos de combustible para ferrocarril no estuvieron

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

disponibles y tuvieron que ser estimados con base en el consumo nacional. Las emisiones nacionales fueron asignadas a Nuevo León con base en la proporción del total de vías férreas al total nacional. Las estimaciones más precisas se generarían usando los cálculos de la actual actividad ferroviaria (Ej. Toneladas-kilómetros y/o pasajeros-kilómetros). Con base en las actuales estimaciones, la contribución del sector ferroviario es muy pequeña.

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

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

Como se estableció anteriormente, las proyecciones nacionales se usaron para gasolina y diesel y las proyecciones para la Región Noreste de México se usaron para gas LP y turbosina. Las proyecciones específicas para Nuevo León serían preferidas ya que el consumo de combustible en Nuevo León 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 Nuevo León o a lo largo de todo México y en el futuro podría dar como resultado reducciones importantes en las emisiones de GEI.

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

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 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 Nuevo León y cuyas emisiones se calculan en este inventario son los siguientes:

Emisiones de Dióxido de Carbono:

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

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*]⁶⁰

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

Emisiones de dióxido de carbono procedentes de:

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

Emisiones de metano procedentes de:

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

Emisiones de óxido nitroso procedentes de:

- Producción de ácido nítrico

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

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

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

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

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



- Producción de ácido adípico⁶¹

Emisiones de HFC, PFC y SF₆ procedentes de:

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

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

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

El uso del RETC en este inventario estuvo limitado debido a varios motivos. Primero, el RETC proporciona información que combina fuentes de emisiones energéticas y no energéticas. El enfoque del sector de Procesos Industriales es fuente de emisiones no energéticas. El IPCC define como emisiones energéticas a aquellas que se derivan de la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato que está diseñado para proporcionar calor o para ser usados lejos del aparato.⁶⁴ Las emisiones energéticas están relacionadas con la combustión de combustibles fósiles en hornos de cocina, calderas, hornos y motores; las emisiones energéticas están reportadas 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 las 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 la 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.

⁶¹ 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*.

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

⁶³ Esta evaluación de RETC se basa en los datos recuperados antes de 1 de junio de 2009, del sitio <http://app1.semarnat.gob.mx/retc/tema/faq.html>

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



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

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

SECTOR/COMPANIA	Contaminante	2004	2005
INDUSTRIA ALIMENTICIA			
ALIMENTOS SIGMA CONAGRA FOODS S.A. DE C.V.	CO ₂	1,845	927
BIMBO S.A. DE C.V. PLANTA MARINELA MONTERREY	CO ₂		11,091
CERVECERIA CUAUTHEMOC MOCTEZUMA S.A. DE C.V.	CO ₂	20,014	
PRODUCTOS DE METAL			
CARRIER MEXICO S.A. DE C.V.	CO ₂		2,477
FABRICAS MONTERREY SA DE CV	CO ₂	9,680	7,904
GÜNTNER DE MEXICO S.A. DE C.V.	CO ₂		225
HON INDUSTRIAS S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂		14
SPIRAX SARCO MEXICANA S.A. DE C.V.	CO ₂		224
AUTOMOTRIZ			
ACCURIDE DE MEXICO S.A. DE C.V.	CO ₂		1,233
ALCOA WHEEL PRODUCTS MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	CH ₄		6
CAMIONES Y MOTORES INTERNATIONAL S.A DE C.V.	CO ₂	4,139	
CATERPILLAR MEXICO S.A. DE C.V. PLANTA VILLA DE GARCÍA	CO ₂	5,735	
CONMET DE MEXICO SA DE CV	CO ₂		0.1
FORJA DE MONTERREY S.A. DE C.V.	CO ₂		17,599
GUIDE LIGHTING TECHNOLOGIES OF MEXICO S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂		1,825
INDUSTRIAS JOHN DEERE S.A. DE C.V. PLANTA COMPONENTES	CO ₂	742	1,410
METALSA S DE RL	CO ₂	40,344	114,498
NEMAK S. A.	CO ₂		106,535
ALCOHOL Y TABACO			
BEBIDAS MUNDIALES S.A. DE C.V.	CO ₂		19,587
COMPAÑIA TOPO CHICO S.A. DE C.V.	CO ₂		4,461
PULPA Y PAPEL			
PRODUCTORA DE PAPEL S.A. DE C.V.	CO ₂	56,799	89,281
ZINC NACIONAL S.A. PLANTA DE CARTON Y CARTONCILLO	CO ₂	31,378	15,187
CEMENTO Y CAL			
CEMEX MEXICO S.A. DE C.V. PLANTA MONTERREY	CO ₂	1,164,569	
REGIO CAL S.A. DE C.V.	CO ₂	9,065	7,243
SANITARIOS LAMOSA, S.A. DE C.V. PLANTA MONTERREY	CO ₂	9,259	
SEMMATERIALS MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂		1,739
USG MEXICO S. A. DE C. V.	CO ₂	7,896	15,528
ELECTRONICA			
ACME ELECTRIC MANUFACTURING DE MEXICO S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂		37
ACS INTERNACIONAL S. DE R.L DE C.V.	CO ₂	2,406	28
ARNECOM S.A. DE C.V. DIVISION INSTRUMENTOS	CO ₂		37
ARNECOM S.A. DE C.V. GERENCIA DE MATERIALES.	CO ₂		519
ARNECOM S.A. DE C.V. PLANTA DR. ARROYO.	CO ₂		128
COMPONENTES ELECTRICOS DEL NORTE S DE R.L. DE C.V.	CO ₂	105	813
EMERSON LAMINACIONES DE ACERO DE MONTERREY S. A. DE C. V.	CO ₂	8,138	
GE COMMERCIAL MATERIALS S.A. DE C.V.	CO ₂	557	1,311
GE ELECTRICAL DISTRIBUTION EQUIPMENT SA DE CV	CO ₂	345	635
GE MANUFACTURING AND SERVICES S DE RL DE CV	CO ₂		4,348



SECTOR/COMPANIA	Contaminante	2004	2005
MOTORES ELECTRICOS DE MONTERREY S. DE R. L. DE C.V.	CO ₂		829
GENERACION ELECTRICA			
BIOENERGIA DE NUEVO LEON S.A. DE C.V.	CO ₂		50,747
C.F.E. CENTRAL TURBOGAS FUNDIDORA	CO ₂	954	99
C.F.E. CENTRAL TURBOGAS LEONA	CO ₂	1,189	363
C.F.E. CENTRAL TURBOGAS TECNOLOGICO	CO ₂	2,110	
C.F.E. CENTRAL TURBOGAS UNIVERSIDAD	CO ₂	1,127	382
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD CENTRAL CICLO COMBINADO HUINALA	CO ₂		1,396,333
IBERDROLA ENERGÍA MONTERREY S.A. DE C.V. PLANTA DE COGENERACIÓN MONTERREY F T	CO ₂	195,802	
IBERDROLA ENERGÍA MONTERREY S.A. DE C.V. PLANTA DE COGENERACIÓN MONTERREY F T	CH ₄		316
METALURGICA (INCLUYE ACERO)			
ACS INTERNACIONAL S. DE R.L DE C.V	CO ₂	299	288
BASCULAS NUEVO LEON S.A. DE C.V.	CO ₂	298	353
EQUIPOS Y MATERIALES US S.A. DE C.V.	CH ₄	1,712	
HYLSA S.A. DE C.V. PLANTA NORTE	CO ₂	18,978	
METAK. SA DE CV	CO ₂		0.03
MOTORES ELECTRICOS DE MONTERREY S. DE R. L. DE C.V. PLANTA III	CO ₂		4
PERFIMEXSA S.A. DE C.V.	CO ₂	3,859	2,681
PLASTICOS Y ALAMBRESS.A.	CO ₂		1,489
PRODUCTOS DECORATIVOS DE ALUMINIO S.A. DE C.V.	CO ₂	410	700
ROTORES S.A. DE C.V.	CO ₂		1,839
THOMAS & BETTS PROCESOS DE MANUFACTURA S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂	20,375	
PETROLEO Y PETROQUIMICA			
PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA SECTOR MONTERREY	CO ₂	114,712	
PEMEX REFINACION TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION SANTA CATARINA	CO ₂		5
PINTURAS Y TINTAS			
ARIES COIL COATINGS S.A. DE C.V.	CO ₂		798
DERIVADOS METAL ORGANICOS SA DE CV	CO ₂	823	1,072
ESMACER S.A. DE C.V.	CO ₂	23,103	
ESMALTES Y COLORANTES COVER S.A. DE C.V.	CO ₂		32,778
PINTURAS OSEL S.A. DE C.V.	CO ₂	548	
PINTURAS OSEL S.A. DE C.V.	CH ₄		0.02
QUIMICA			
ADHESIVOS Y PRODUCTOS ESPECIALES S. A. DE C. V.	CO ₂		2,192
AKRA POLYESTER S.A. DE C.V.	CO ₂		63,659
ALEN DEL NORTE S.A. DE C.V.	CO ₂		7,627
DETERGENTES Y JABONES SASIL S.A. DE C.V.	CO ₂		33,842
DUPEK S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂	21,340	10,568
IMSAMEX S.A. DE C.V.	CO ₂	190,473	
INDUSTRIAS MONTERREY S.A. DE C.V. PLANTA UNIVERSIDAD	CO ₂		35,713
NYLON DE MEXICO S.A. DE C.V.	CO ₂	34,452	
PRAXAIR MEXICO S DE R.L. DE C.V.	CO ₂		3,152
PRAXAIR MEXICO S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂	1,788	
PRODUCTOS QUIMICOS MONTERREY S.A. DE C.V.	CO ₂	2,118	
PROSEL S. DE R. L. DE C. V.	CO ₂		72
PYOSA OXIDES S.A. DE C.V.	CO ₂	3,573	
PYOSA S.A. DE C.V. DIVISION QUIMICOS	CO ₂	4,390	3,537
REACCIONES QUÍMICAS S. A. DE C. V.	CO ₂		2,388
SOLVAY QUIMICA Y MINERA S.A DE C.V.	CO ₂	96,269	49,347
SYMRISE S. DE R.L. DE C.V.	CO ₂	3,739	
TECNIQUIMIA MEXICANA S. A. DE C. V.	CO ₂		363
TERMINAL INDUSTRIAL APODACA S.A. DE C.V.	CO ₂	1,713	



SECTOR/COMPANIA	Contaminante	2004	2005
SERVICIOS DE SALUD			
CERVECERÍA CUAUHTÉMOC MOCTEZUMA S.A. DE C.V.	CO ₂		74,937
HOSPITAL SAN JOSE DE MONTERREY	CO ₂		18
VIDRIO			
VITRO FLEX S.A DE C.V	CO ₂		0.3
OTROS			
SISTEMA AMBIENTAL INDUSTRIAL S.A. DE C.V.	CO ₂	1,924,560	
TOTAL		4,043,727	2,205,338

Emisiones Históricas y Proyecciones de Casos de Referencia

Las emisiones de gases de efecto invernadero fueron estimadas usando las Directrices de 2006 del IPCC.⁶⁵ El Cuadro D-2 identifica la información para cada categoría de la fuente de emisiones necesaria para calcular las emisiones, las fuentes de datos usadas para los análisis descritos aquí y los años históricos para los cuales las emisiones fueron calculadas basadas en la disponibilidad de datos.

Cuadro D-2 Enfoque para Calcular las Emisiones del Inventario

Categoría de la Fuente	Periodo para el cual la Información está Disponible	Información Requerida	Fuente de Datos
Producción de Cemento	2000-2008	Toneladas métricas –Tm- de escoria producida y cemento de mampostería producido cada año	La producción de nacional de cemento y el inventario de plantas productoras por estado se obtuvo de las estadísticas de la Cámara Nacional de Cemento. http://www.canacem.org.mx/la_industria_del_cemento.htm
Consumo de Piedra Caliza y Dolomita	1994-2007	Tm de piedra caliza y dolomita consumida	Se asumió que el consumo fuera igual a la producción de piedra caliza menos la cantidad de piedra caliza en cemento. 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.
Producción de Hierro y Acero	1990-2007	Tm de acero crudo producida por el método de producción Tm de emisiones CO ₂ de proceso.	1993-1998 Acero: Comisión para la Cooperación Ambiental. <i>Inventario Preliminar de Emisiones Atmosféricas de Mercurio en México</i> . 2001. 2002-2008 Acero: Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (CANACERO). Subgerencia de Análisis Estadístico e Información. 2009. Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2008. Ternium, México, S.A. de C.V.
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

⁶⁵ Directrices de 2006 del IPCC, Volumen 3.



La producción de cemento para 2000-2008 fue calculada con base en la producción nacional y en el número de plantas productoras de cemento en el estado. Los datos de la producción nacional no estuvieron disponibles para 1990-1999. Para estos años, la producción fue estimada en base a la población estatal y la estimación del consumo per cápita nacional de cemento para el 2000 se obtuvo de la Cámara Nacional de Cemento. Los estimados del periodo 1990-1999 en base de consumo fueron ajustados por un factor de 1.5 para que el nivel de producción empalme con los datos de producción disponibles para 2000-2008, ya que las emisiones por proceso de las cementeras se deben a su producción y no su consumo. En cuanto a la metodología, las guías 2006 IPCC requieren que se determine la fracción de cemento que es clínker de acuerdo al tipo de cemento. En base de las estadísticas nacionales cubriendo el periodo 1994-2008, se determinó la fracción de clínker ponderado de los varios tipos de cemento y este se aplicó a la producción estatal de cemento. Para los años 1990-1993, se asumió el mismo contenido de clínker que la del año 1994, El Cuadro D-7 resume el análisis para la fracción de clínker ponderado. Finalmente, El valor de clínker se multiplicó por el factor de emisión por defecto del 2006 IPCC de 0.52 toneladas de CO₂ por tonelada de clínker para obtener los valores de emisiones.

El consumo de piedra caliza y dolomita incluye todos los usos excepto la producción de cemento. Siguiendo estrictamente la metodología del IPCC, la piedra caliza y la dolomita usada en la fabricación de cal y vidrio también sería restada y reportada por separado. Sin embargo, debido a la falta de información a nivel estatal para el consumo de piedra caliza y dolomita, por segmento de la industria, se presenta en este reporte un valor de consumo agregado. Se supuso que el consumo igualara la producción en el estado de estos minerales menos la piedra caliza usada para la fabricación de cemento (para evitar doble conteo).⁶⁶

Los datos de producción de piedra caliza y dolomita sólo estuvieron disponibles para 2003-2007. Se asumió que la producción de piedra caliza y dolomita se estimó suponiendo la misma tendencia encontrada en los valores de producción de piedra caliza y dolomita del Inventario Nacional de GEI.

Los datos de la producción de acero estuvieron disponibles para el periodo 2002-2007 en las estadísticas de la industria sustentada por la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (CANACERO).⁶⁷ Los datos nacionales adicionales para 1993-1998 se obtuvieron de la Comisión para la Cooperación Ambiental.⁶⁸ La producción de acero para 1999-2001 fue interpolada linealmente usando los datos descritos arriba y los valores para 1990-1992 fueron fijados al valor de 1993. La metodología IPCC no se aplicó para estimar las emisiones de bióxido de carbono por reducción del mineral de hierro al transformarlo en acero porque esta asume una tecnología que emplea el coque como agente reductor. En cambio, Ternium, el único productor en Nuevo León, utiliza una tecnología patentada la cual reemplaza el carbón o coque como agente reductor convencional con el metano. El metano en combinación con el mineral de

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

⁶⁷ Indicadores de la Industria Siderúrgica Mexicana. Available at http://www.canacero.org.mx/Archivos/Prensa/DocInformativos/Indicadores_2002-2008.pdf

⁶⁸ Ver Cuadro 4.7. Comisión para la Cooperación Ambiental. *Inventario Preliminar de Emisiones Atmosféricas de Mercurio en México*. 2001.



hierro de descompone en monóxido de carbono e hidrogeno, los cuales se reintegran al ciclo de oxidación generando eventualmente bióxido de carbono. Por razón del mayor rendimiento del metano como agente reductor, se estima que la tasa de generación de bióxido de carbono por tonelada de acero producido es mucho menor que la tasa de generación por el proceso de reducción usando carbón. Por consecuente, los factores por defecto de nivel 1 del IPCC no son adecuados para estimar las emisiones generadas por Ternium. Alternamente, se utilizo un factor de emisión aparente en base del reporte voluntario de Ternium al programa GEI México. El orden de este factor aparente es de 0.007 toneladas de CO₂ por tonelada de producción de acero.

Los métodos del IPCC no fueron usados para calcular los HFC'S de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados usando un enfoque desarrollado para el inventario de GEI de 2005 para el estado de Baja California.⁶⁹ Este enfoque consiste en basar las emisiones en el número de vehículos operados durante cada año en el estado⁷⁰ 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;⁷¹ 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.⁷²

Asimismo, las emisiones de sustitutos de SACO provenientes de la refrigeración y el aire acondicionado estacionario se calcularon usando el enfoque adoptado por el inventario de GEI de 2005 para Baja California, el cual consiste en basar las emisiones en el número y tamaño de los hogares conectados a la red de suministro eléctrico. Para el cálculo se supuso que todas las viviendas con electricidad tienen un refrigerador y una unidad estacionaria de aire acondicionado. Se supuso también que las viviendas de dos o más recámaras cuentan con dos unidades de aire acondicionado. Este enfoque difiere de la metodología descrita en la Sección 7.5.2, Capítulo 7, Volumen 3 de las Directrices de 2006 del IPCC⁷³; 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 hidroc fluorocarbono que está sujeto a las disposiciones del Protocolo de Montreal y está exento de las consideraciones para los inventarios de GEI⁷⁴. Las emisiones asociadas con el HCFC-22 se incluyeron en este inventario para

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

⁷¹ El metodo del IPCC esta basado en ventas de quimicos por aplicacion.

⁷² 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.

⁷³ Consultado en mayo de 2008 en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

⁷⁴ 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).



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 tasa de crecimiento anual compuesto. Las fuentes de datos de pronóstico económico no fueron identificadas; por lo tanto, la proyección de emisiones está basada en datos históricos. Los datos históricos para la producción de productos minerales (horas hombre) y volumen total de producción fueron obtenidos del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG).⁷⁵

Cuadro D-3. Enfoque para Estimar las Proyecciones para 2008 al 2025

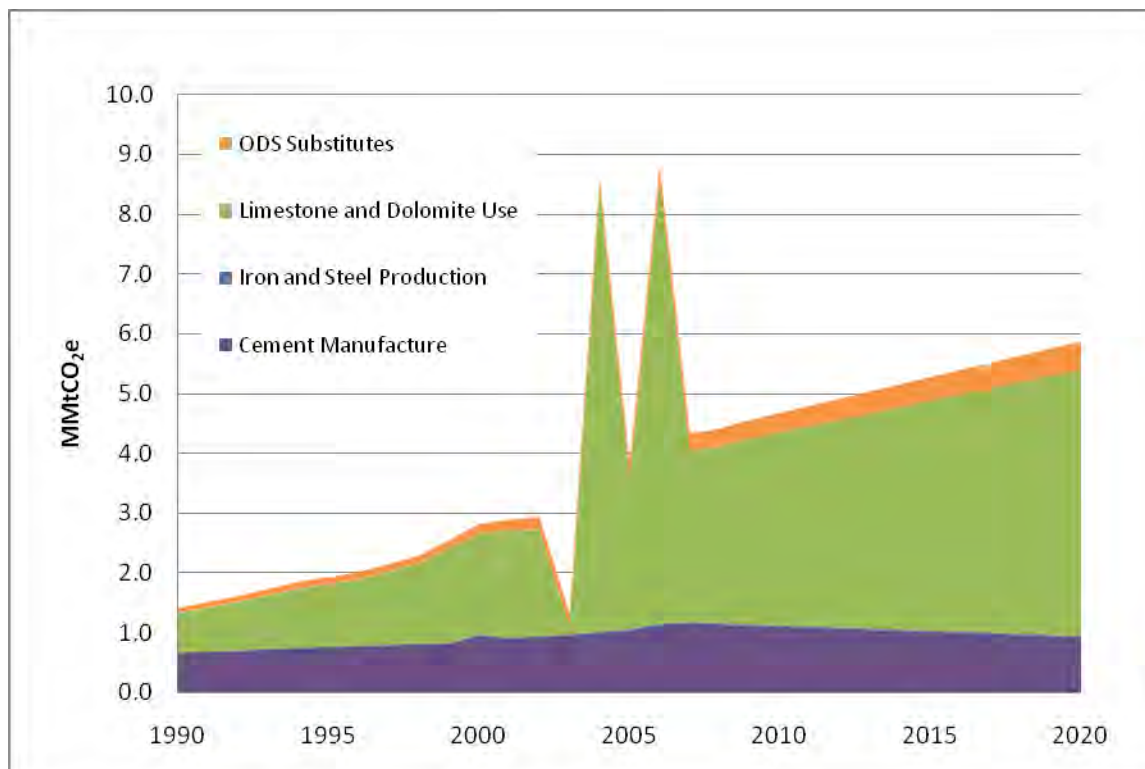
Categoría de la Fuente	Supuestos de Proyección	Índices de Crecimiento Promedio Anual
		2008 -2025
Producción de Cemento	Basado en las horas hombre de la SNIEG en la producción de productos minerales para el periodo 2003-2007	-1.8%
Consumo de la Caliza y Dolomita	Basado en los volúmenes físicos de producción de la SNIEG para el periodo 2003-2007	0.9%
Producción de Hierro y Acero	Basado en la producción de acero (toneladas) de la CANACERO para el periodo 2002-2008	3.2%
Sustitutos de SACO	Basado en el padrón vehicular 2003-2007 del INEGI	3.8%

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 3.84 MTmCO₂e. Las fuentes más grandes de emisiones en 2005 son el consumo de la caliza y dolomita (466%), seguida de la producción de cemento (27%). Las emisiones de procesos industriales y uso de productos están proyectadas para alcanzar los 6.48 MTmCO₂e para el 2025, de los cuales el 78 % será generado por el uso de la caliza y dolomita. Más notablemente, los datos de la actividad relacionada con la extracción de la piedra caliza muestran una tendencia divergente durante los años para los cuales los datos históricos estuvieron disponibles (2003-2007). La producción en 2004 y 2006 fue significativamente más alta que en 2003, 2005 y 2007. Las fuentes de información no provén una explicación para la fluctuación en la extracción del mineral.

⁷⁵ 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
Producción de Cemento	0.67	0.77	0.96	1.05	1.11	1.02	0.93	0.84
Uso de la Caliza y Dolomita	0.66	1.04	1.69	2.54	3.22	3.84	4.45	5.06
Producción de Hierro y Acero	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Sustitutos de SACO	0.08	0.11	0.16	0.24	0.33	0.40	0.47	0.55
Gran Total	1.42	1.93	2.83	3.84	4.68	5.28	5.88	6.48

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

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Producción de Cemento	47%	40%	34%	27%	24%	19%	16%	13%
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	46%	54%	60%	66%	69%	73%	76%	78%
Producción de Hierro y Acero	0.8%	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Sustitutos de SACO	5.6%	5.7%	5.6%	6.3%	7.0%	7.6%	8.1%	8.5%

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

Año	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Refrigeración (kg HCFC-22)	1,297	1,486	1,605	1,758	1,847	1,930	2,016
Aire Acondicionado (kg HCFC-22)	31,868	36,510	39,431	43,186	45,389	47,422	49,545
Emisiones Totales (MTmCO ₂ e)	0.056	0.065	0.070	0.076	0.080	0.084	0.088

Cuadro D-7. Contenido Ponderado de Clinker en la Producción Nacional de Cemento

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

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



Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación

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

- La piedra caliza y el consumo de dolomita para aplicaciones químicas derivadas de la liberación de CO₂ están relacionadas con varios segmentos de la industria incluyendo la agricultura, producción química, fabricación de vidrio, control de contaminación ambiental e industria metalúrgica. Por ejemplo, la piedra caliza y la dolomita son usadas para ajustar el pH en suelos agrícolas o pueden ser usados como piedras de flujo o purificadores en el refinado de metales como el hierro. Una estimación ordinaria de la emisión fue preparada con base en la producción de estos minerales. Este enfoque no contempla la piedra caliza triturada consumida para la construcción de calles u otros usos que no generan emisiones de CO₂. Este enfoque es provisorio mientras que los métodos más exactos son desarrollados o los nuevos datos de la actividad son recopilados de las estadísticas económicas y/o encuestas de la industria.
- Debido a que las emisiones de los procesos industriales están determinadas por el nivel de producción y por los procesos de producción de unas pocas industrias claves, existe incertidumbre relativamente alta en cuanto a las emisiones futuras de la categoría de procesos industriales como un todo. Las emisiones futuras dependen de la competitividad de los productores de Nuevo León en estas industrias y de la naturaleza específica de los procesos de producción usados en Nuevo León. Las emisiones de la proyección basadas en los datos económicos o en los datos de desempeño de la industria son por lo general más confiables que aquellos basados en tendencias históricas. El uso de datos económicos relevantes en este análisis pintará probablemente un mejor cuadro de las emisiones de la proyección.
- La incertidumbre significativa proviene del método adoptado para calcular las emisiones de GEI de los sistemas de aire acondicionado móviles. Éstos fueron calculados para Nuevo León según el enfoque descrito en el inventario de GEI de 2005 para Baja California.⁷⁶ 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 por sustitutos 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 pueden ser usadas para monitorear las fuentes de emisiones más exactamente.
- Debido a la falta de sustitutos de proyección razonablemente específicos, los datos históricos de la tendencia fueron usados para proyectar cambios de nivel de actividad de emisión por procesos industriales múltiples. Hay incertidumbre significativa asociada con

⁷⁶ *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)



cualquier proyección, incluso una proyección que supone que las tendencias históricas pasadas continuarán en futuros periodos. Todos los supuestos en el crecimiento deberían ser revisados y corregidos por expertos en la de la industria para reflejar sus experiencias en futuras tendencias sobre todo para la industria productora de cemento, consumo de piedra caliza y dolomita y sustitutos de SACO.

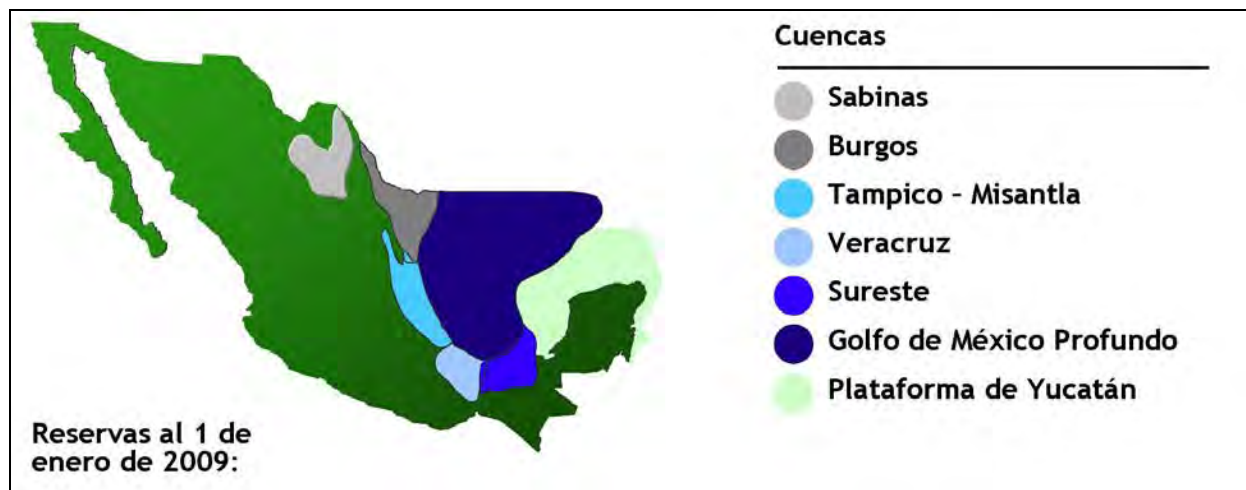
- Para la T&D de electricidad y para la industria de semiconductores, los esfuerzos futuros incluyen una encuesta de compañías dentro de estas industrias para determinar a qué grado se están experimentando las pérdidas de SF₆.

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.⁷⁷ En Nuevo León, las fuentes de emisiones de GEI incluyen emisiones fugitivas de los sistemas de gas natural y petróleo. Las actividades representadas en el sistema de gas natural son transmisiones y distribución de gas natural. La refinación de petróleo y la transportación de petróleo son segmentos de la industria petrolera presentes en el estado. Debido a la presencia de reservas de combustible en Nuevo León (ver Figura E-1), es plausible que la producción de gas natural y petróleo se dé en Nuevo León, sin embargo la información a nivel estatal para esos segmentos de industria de combustible fósil no estuvo disponible.

Figura E-1. Distribución Geográfica de Reservas⁷⁸.



Fuente: PEMEX

Emisiones y Proyecciones de Casos de Referencia

Metodología

Para el desarrollo de los caculos de emisiones de gas natural, el CCS tomó en cuenta varios métodos posibles que podrían ser aplicados con base en la naturaleza y en la disponibilidad de los datos de la actividad. Se consideró un método Nivel 1 de las *Directrices del IPCC 2006* (Método A). Este enfoque estima las emisiones en función del volumen de gas natural comercializado en el sistema y en los factores de emisión recomendados para países en vías de

⁷⁷ Cabe mencionar que las emisiones provenientes del gas natural que se usan 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.

⁷⁸ Información sobre las reservas de petróleo y gas obtenidas 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>

desarrollo que tienen su base fuera de las Américas con un amplio rango de incertidumbre (-40 al 250%).⁷⁹ Este enfoque fue utilizado por los autores del *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero* (INEGEI).

Por otro lado, la *Guía de las Buenas Prácticas y Gestión de la Incertidumbres en los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero del IPCC* ofrece un enfoque para que Norteamérica mejore la correlación entre datos de la actividad y las emisiones (Método B). El mejoramiento de la correlación se logra a través de la creciente desagregación de la industria y en muchos casos con cambiar a un parámetro diferente al de los datos de la actividad como las unidades de procesamiento de gas natural y la longitud de la tubería de transmisión. El Método B representa una versión simplificada de los métodos de cuantificación desarrollados por el estudio del GRI para la EPA estadounidense.⁸⁰ 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 autorizada por la EPA estadounidense para facilitar el desarrollo de los inventarios de emisiones de GEI en el estado (Método C).⁸¹ Similar al Método B, el SIT racionaliza el enfoque del estudio GRI agrupando los segmentos y correlacionando las emisiones a varios parámetros, además de la producción de gas natural

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

El CCS llevó a cabo una comparación de emisiones estimadas por estos métodos diversos (ver Figura E-2). Los valores que utiliza el Método A representan emisiones más altas donde los controles regulatorios y operacionales son pocos a ninguno. Los valores derivados de los Métodos B y C reflejan emisiones más bajas donde el sistema de gas natural tiene un buen mantenimiento y es altamente confiable. El Método C muestra un incremento más alto que aquellos que usan el Método B ya que sigue la trayectoria de la rápida expansión de los puntos de servicio en Nuevo León desde mediados de los 90s.

⁷⁹ 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.

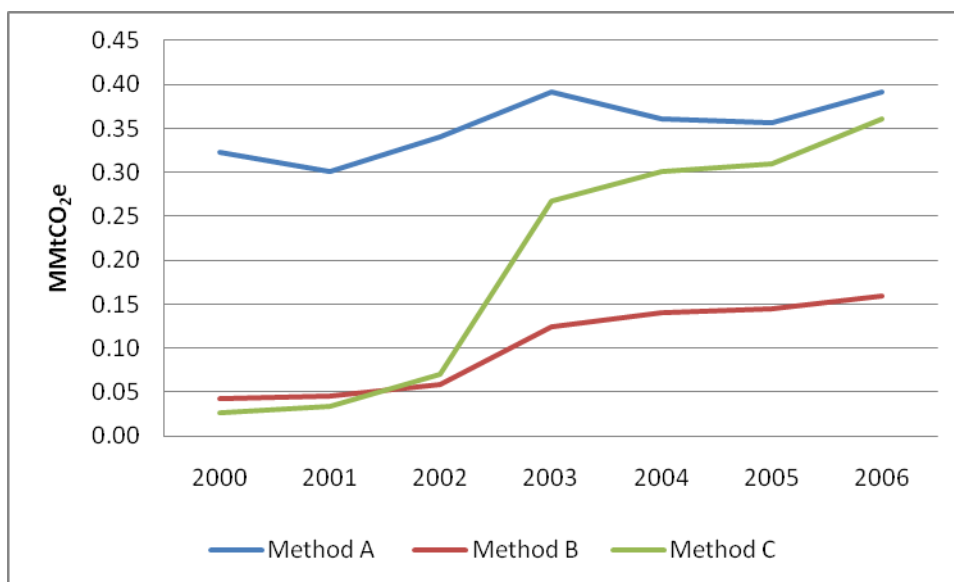
⁸⁰ GRI/US EPA (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*. Reporte No. EPA-600/R-96-080, GRI / Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

⁸¹ Información adicional sobre el SIT de la EPA disponible en www.epa.gov/climatechange/emissions/state_guidance.html



Otro segmento de la industria presente en Nuevo León es la refinación del petróleo. Las *Directrices del IPCC 2006* no proporcionan un factor de emisión para la refinación de petróleo en países en vías de desarrollo. Como una alternativa, el CCS aplicó el factor de emisión de la Herramienta para Inventarios Estatales de Gases de Efecto Invernadero (SIT, por sus siglas en inglés) de la EPA estadounidense a este segmento específico de la industria petrolera. Se siguieron las *Directrices del IPCC 2006* para las estimaciones de emisiones fugitivas durante el transporte de petróleo. El Cuadro E-1 menciona los factores de emisión por actividad en Nuevo León.

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



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

Actividad	Factores de Emisión
<i>Transmisión de Gas Natural</i>	
Millas de tubería de transmisión	0.6 toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
Número de estaciones compresoras de gas	964.1 toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
<i>Distribución de Gas Natural</i>	
Millas totales de tubería de acero sin protección para distribución	2.122 toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
Millas totales de tubería de plástico para distribución	0.06 toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
Número total de servicios	0.015 toneladas de CH ₄ por año por unidad de actividad
<i>Sistemas de Petróleo</i>	
Barriles de petróleo refinado	5.06 Kg de CH ₄ por año por actividad
Barriles de petróleo transportado	0.64 Kg de CH ₄ por año por actividad (IPCC 2006)
	0.06 Kg de CO ₂ por año por actividad (IPCC 2006)

Emisiones de la Industria de Gas Natural

Las emisiones de Nuevo León relacionadas con las industrias de combustible fósil se derivan de las emisiones fugitivas del transporte de gas natural a través de las tuberías de transmisión y de los sistemas de distribución en el estado.

Gas Natural México proporcionó información relacionada con la distribución de gas natural para la ciudad de Monterrey la cual representa el total del mercado de gas natural en Nuevo León. Gas Natural México inició operaciones en 1994. Los datos sobre la longitud de tubería de distribución, el tipo de construcción (acero o plástico) y el número de usuarios atendidos por la red fueron provistos para el periodo comprendido del 2003 al 2008⁸². Las lagunas de información fueron extrapoladas asumiendo una mínima infraestructura en 1994 con una rápida expansión a los niveles reportados para el 2003. Debido a la ausencia de información acerca de las características protectoras en la tubería de distribución, se asumió que no estaban equipadas con nada para proveer un cálculo conservador.

Las fuentes adicionales de datos fueron la Secretaria de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y Petróleos Mexicanos (PEMEX). La SENER proporcionó información acerca de la infraestructura para la transmisión y distribución de gas natural (incluyendo las longitudes de tubería).⁸³ También proporcionó los datos sobre el número de usuarios servidos por la infraestructura (indicando el número de metros). La CRE ofreció información acerca de las compañías autorizadas para construir y operar las líneas de gas natural y las fechas de estas concesiones.⁸⁴ El número de estaciones compresoras de gas natural actuales y proyectadas se obtuvo por parte de PEMEX.⁸⁵ La información obtenida por medio de estas fuentes de datos fue escasa y mayormente derivada de las descripciones de los permisos los cuales desglosan los datos en intervalos de cinco años. El Cuadro E-2 resume los datos de la actividad en estimaciones de emisiones de la industria de gas natural.

Emisiones de la Industria Petrolera

La industria petrolera en Nuevo León está ligada a la refinación de petróleo en la refinería de Cadereyta. Los datos sobre los volúmenes de producción estuvieron disponibles en el *Anuario Estadístico* de PEMEX.⁸⁶ En 2005, la planta de Cadereyta refinó 194.6 miles de barriles de petróleo crudo o 15% de la producción nacional para ese año.

Las emisiones fugitivas generadas por el transporte de petróleo crudo se estimaron con base en el supuesto de que la cantidad de petróleo transportada en el estado por las tuberías era equivalente

⁸² Información proporcionada por Gas Natural México al Ing. Daisy Barajas de la Agencia de Protección al Medio Ambiente y Recursos Naturales, Marzo 2009.

⁸³ Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural*. México: SENER. Información tomada de las publicaciones del 2003 al 2007. <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2008>

⁸⁴ Una lista de los permisos para la transmisión y distribución de gas natural está disponible en: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>

⁸⁵ De la presentación titulada "Crecimiento del Mercado de Gas Natural: Retos para la Comercialización".

⁸⁶ PEMEX. Anuarios Estadísticos, 2001 & 2006.

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



al volumen del petróleo procesado durante la refinación. Las emisiones para este segmento de la industria son insignificantes en comparación con el total de las emisiones de la industria fósil.

Emisiones de la Industria del Carbón

No existe producción o procesamiento de carbón en Nuevo León.

Proyección de Emisión

El Cuadro E-2 provee una descripción de las fuentes de datos y alcances usados para desarrollar las estimaciones históricas y pronosticar las estimaciones de emisiones del sector de combustibles fósiles. Por favor observe que una parte de la información en el cuadro no fue proporcionada en base anual pero si en periodos de cinco años.

Algunos supuestos fueron hechos en la preparación de la proyección. Debido a la gran inversión envuelta en la construcción de la infraestructura de transmisión de gas natural, la proyección no supuso adquisiciones de tubería de transmisión o de estaciones de almacenaje además de las que ya existían en el 2006. Por otra parte, se supuso que la red de distribución y el número de usuarios crecería anualmente en 4.0 % hasta el 2010, en la misma proporción que el crecimiento en el número de hogares equipados con estufas de gas de 1990 al 2000.⁸⁷ Este crecimiento vigoroso representa el rápido desarrollo del sector de gas natural en México y en Nuevo León, en particular. Sin embargo, a partir del 2011, se supone que el crecimiento disminuirá al 0.97% del índice de crecimiento de la población estatal para el periodo 2011-2025.⁸⁸

El proyección para los sistemas de petróleo fue preparado usando los datos de crecimiento proyectados de la SENER en el mercado nacional de petróleo crudo para el periodo 2008-2017.

En corto, la proyección se registrará por el fuerte crecimiento de las emisiones provenientes del sistema de distribución de gas natural sin asumir crecimiento alguno en el correspondiente sistema de transmisión.

⁸⁷ 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*.

⁸⁸ Consejo Nacional de la Población. <http://www.conapo.gob.mx/>



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

Actividad	Enfoque para Calcular las Emisiones Históricas		
	Datos Requeridos	Fuente de Datos	Datos Disponibles
Producción de Gas Natural	Numero de pozos	Potencialmente presente en Nuevo León	
Procesamiento de gas natural, ventilación y fulguración	Volumen de gas natural procesado	No están presente en Nuevo León	
Transmisión de Gas Natural	Millas de tubería de transmisión	CRE/SENER	Permiso fechado el 14/10/96 = 86 millas Permiso fechado el 2/6/99 = 221 km
	Número de estaciones compresoras de gas para transmisión	PEMEX	Antes de 1999 = 1 Proyectado al 2014 = 2
	Número de estaciones de almacenaje	No están presente en Nuevo León	
Distribución de Gas Natural	Millas de tubería de distribución	Gas Natural de México	Longitud de tubería de acero y plástico o 2003-2008
	Numero de servicios	Gas Natural de México	Numero de servicios en 2008
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 asumió igual a los barriles de petróleo refinados de 1990-2005
Minería de carbón	Toneladas de producción	No están presente en Nuevo León	

Resultados

El Cuadro E-3 muestra las emisiones estimadas de la industria de combustible fósil en Nuevo León durante el período de 1990 a 2025. La transmisión de gas natural es el principal contribuidor tanto de las emisiones históricas como del crecimiento de las emisiones. La contribución relativa a las emisiones totales del sector se muestra en el Cuadro E-4. La Figura E-1 muestra las tendencias de las emisiones en los niveles de proceso de la industria de combustible fósil en base a millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MTmCO_{2e}).

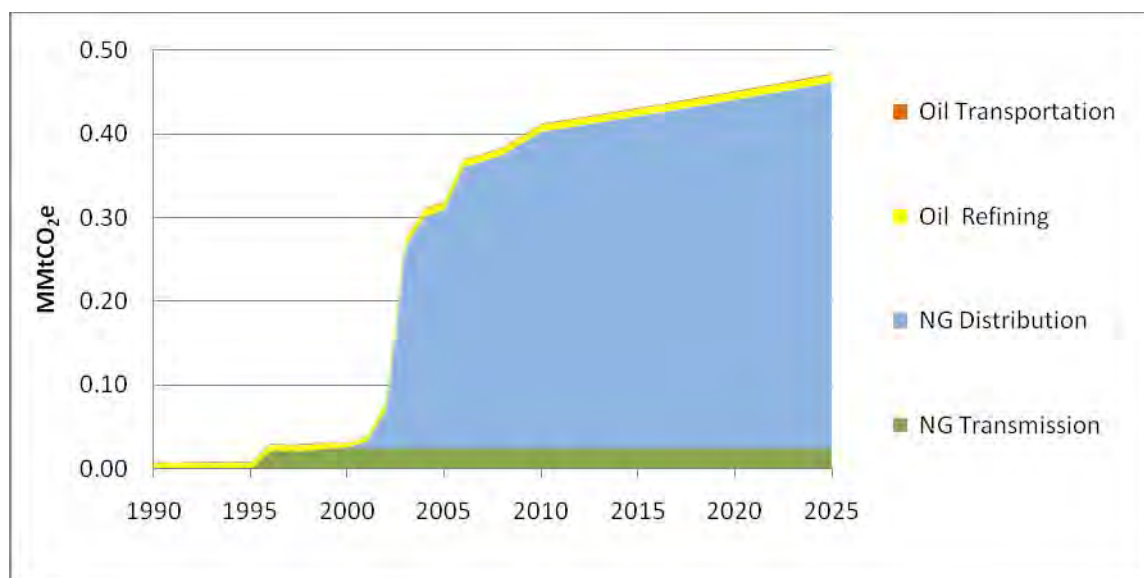
Cuadro E-3. Emisiones Históricas y Proyectadas de la Industria de Combustibles Fósiles en MTmCO_{2e}

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN	0.000	0.000	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Distribución de GN	0.000	0.000	0.002	0.292	0.383	0.401	0.421	0.442
Refinación de Petróleo	0.007	0.007	0.004	0.008	0.008	0.008	0.008	0.009
Transportación de Petróleo	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Total	0.008	0.008	0.031	0.326	0.416	0.435	0.455	0.477

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

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Transmisión de GN	0.0%	0.0%	78.7%	7.6%	5.9%	5.7%	5.4%	5.2%
Distribución de GN	0.0%	0.0%	6.0%	89.6%	92.0%	92.3%	92.5%	92.8%
Refinación de Petróleo	88.7%	88.7%	13.6%	2.5%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%
Transportación de Petróleo	11.3%	11.3%	1.7%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Carbón	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

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



Incertidumbres Principales y Necesidades Adicionales de Investigación

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

- La información de PEMEX sugiere que existen reservas de petróleo y gas en Nuevo León; sin embargo, la información desglosada en relación al número de pozos activos no se encontró en la documentación disponible. Si se diera la producción de gas natural, las emisiones para el sector de la industria de combustibles fósiles se incrementarían sustancialmente.
- Los factores de emisión se basaron en promedios de toda la industria estadounidense. Hasta que las emisiones fugitivas sean reveladas con base en los registros específicos de operación y mantenimiento y en estudios locales (por lo menos específico para los estados mexicanos), importantes incertidumbres permanecen tanto alrededor de la transmisión de gas natural como de las estimaciones de emisiones generadas por la distribución.

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

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

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



- Emisiones directas de 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 como 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 (el cual también se menciona bajo el rubro de suelos agrícolas como un fertilizante nitrogenado): el CO₂ es emitido durante la descomposición de urea en suelos
 - Abono 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 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).⁸⁹ 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 SIACON⁹⁰ y se resumen en el Cuadro F-1. Esta metodología, así como las demás que se describen posteriormente, se basan en las directrices

⁸⁹ 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>).

⁹⁰ 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



internacionales desarrolladas por expertos en el sector para elaborar los inventarios de emisiones de GEI.⁹¹

Cuadro F-1. Poblaciones Ganaderas

Tipo de Ganado		1990	1995	2000	2005
Dairy Cows	Vacuno lechero	0	4504	23246	19475
Other Cattle	Otros vacunos	676,220	555,506	352,500	378,875
Buffalo	Búfalo				
Sheep	Ovinos	113,612	72,202	75,000	74,906
Goats	Caprinos	699,999	569,843	379,470	363,269
Camels	Camélidos				
Horses	Equinos				
Mule/Asses	Mulas y asnos				
Deer	Ciervos				
Alpacas	Alpacas				
Swine	Porcinos	178,235	222,176	232,000	203,529
Poultry	Aves de corral	15,189,301	15,321,494	14,500,000	19,574,009
Rabbits	Conejo				

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

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

Los factores de emisión se derivaron de una combinación de los estudios realizados por expertos regionales⁹² y de las prácticas de manejo del estiércol en el Estado. Se usaron factores de emisión y conversión por defecto del IPCC 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 Nuevo León es América Latina y las categorías de zonas climáticas seleccionadas fueron cálida (>26 grados C) y templada (15-25 grados C), asignadas a un 93% y un 7% 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

⁹¹ *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/>).

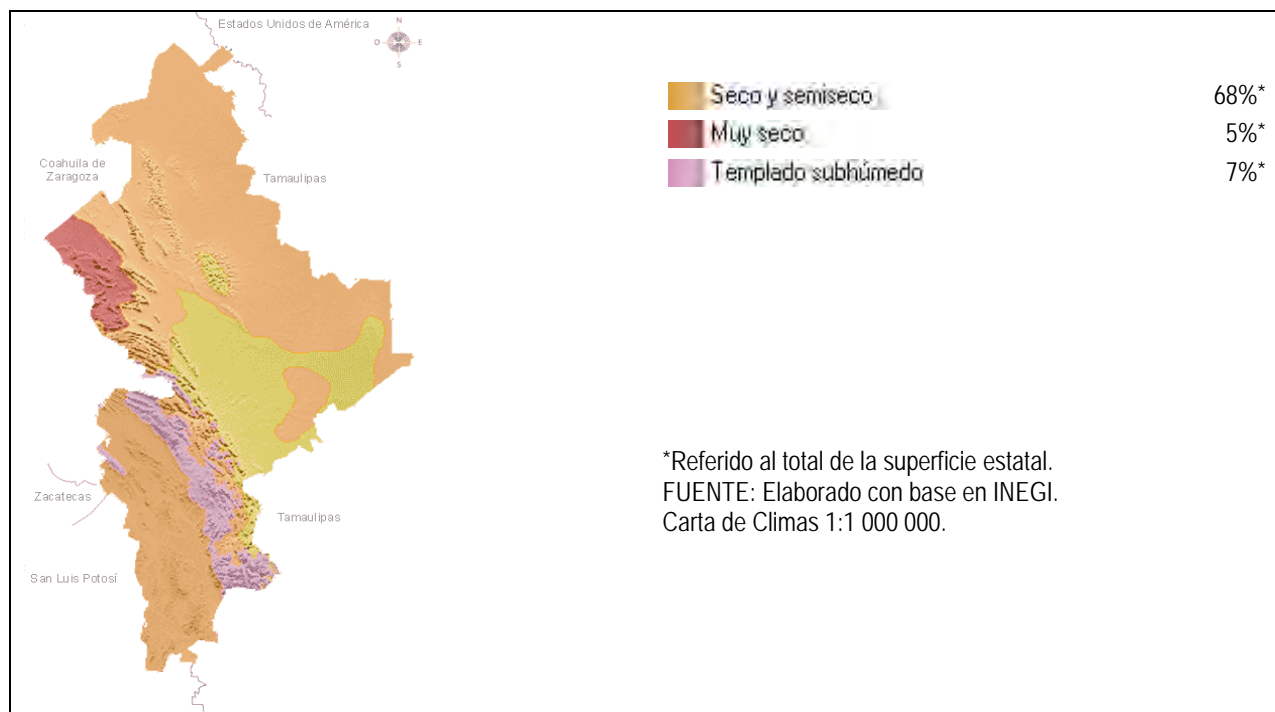
⁹² Los resultados del estudio están resumidos en el Cuadro 10-A-4 en el Volumen 4, Capítulo 10 de las *Directrices de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*.

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 proyección.

Las emisiones directas de N₂O generadas por el manejo del estiércol se obtienen usando las mismas cifras de población animal anteriormente mencionadas, multiplicadas por la masa típica animal y el factor de producción del nitrógeno total Kjeldahl (nitrógeno K). El nitrógeno total K se multiplica por un factor de no volatilización para determinar la porción que se maneja en los sistemas de manejo del estiércol. La parte no volatilizada se divide luego en fracciones que se procesan en sistemas de manejo de residuos líquidos (Ej. lagunas) o sólidos (Ej. apilamiento, distribución diaria, lotes secos). El Cuadro F-4 muestra el factor de emisión del N₂O por sistema de manejo del estiércol.

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

Figura F-1. Distribución de Zonas Climáticas en Nuevo León



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

Cuadro F-5. Inventario de Producción de Cultivos en Toneladas Métricas⁹³

Tipo de Cultivo		1990	1995	2000	2005
N-fixing forages	Forrajes fijadores de N	0	0	0	6
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	389,952	185,417	230,913	661,390
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	4,036	1,439	2,929	2,235
Grains	Granos	0	0	0	0
Perennial grasses	Hierbas perennes	451,277	2,786,748	1,049,001	2,120,815
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol	0	0	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	3,346	2,280	10,830	6,400
Tubers	Tubérculos	0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	38,799	137,275	130,615	104,739
Rice	Arroz	0	0	0	0
Oats	Avena	43	0	0	0
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	13	658	160	59
Barley	Cebada	3,831	661	3,188	59
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	61,235	54,759	31,083	71,147
Millet	Mijo	0	0	7	0

⁹³ Sistema de Información Agropecuaria de Consulta (SIACON), una base de datos que almacena las estadísticas de agricultura y ganadería. Documento en español. *Sistema de Información Agroalimentaria y de Consulta 1980-2006*. 2007. http://www.oedrus-tamaulipas.gob.mx/cd_anuario_06/SIACON_2007.html



Tipo de Cultivo		1990	1995	2000	2005
Potato	Patatas	80,037	142,239	91,054	101,476
Soyabean	Soja	4	0	15	176
Sorghum	Sorgo	75,797	61,551	74,172	116,969
Wheat	Trigo	36,861	30,517	20,503	33,083

La aplicación de fertilizante sintético también aporta nitrógeno al ciclo de nitrificación y desnitrificación del suelo y contribuye a que se libere N_2O a la atmósfera. Las emisiones derivadas de la aplicación de fertilizantes a terrenos agrícolas se calcularon con datos de la Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes⁹⁴. 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)	15,041,001	18,457,395	22,123,791	19,455,349

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 Nuevo León, se supuso que el estiércol no se destinó a la alimentación, como combustible o para la construcción.

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

Con respecto al cultivo de histosoles el cual puede generar emisiones de N_2O , se determinó que el cultivo de estos suelos altamente orgánicos no aplica a Nuevo León 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 Nuevo León 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 representados 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 Nuevo León no se pudieron encontrar. Por lo tanto, de

⁹⁴ Asociación Internacional de la Industria de Fertilizantes (<http://www.fertilizer.org/ifa/ifadata/search>). Datos sobre N aplicados por estado para 1990-2005.

acuerdo con las recomendaciones des IPCC, las emisiones por quema de residuos no fueron estimadas.

Datos del Proyección

Las estimaciones de la proyección se basaron en las tendencias de población ganadera y producción de cultivos de 1990 al 2005. Los índices de crecimiento resultantes que se usaron para calcular las emisiones del 2005 al 2025 se indican en los Cuadros F-7 y F-8. Cabe mencionar que un crecimiento negativo indica una disminución en la población ganadera o en la producción de cultivos. Con base en estos índices de crecimiento se calcularon las proyecciones de producción pecuaria y agrícola hasta el año 2025. Los valores pronosticados 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 los depósitos de residuos de animales en la tierra que son usados en los cálculos de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. Las cifras de producción de cultivos son usadas para estimar los residuos de cultivos dejados en el suelo lo que también se calcula dentro de las emisiones de N₂O de los suelos agrícolas. Las aplicaciones de fertilizantes N también se utilizan en el cálculo de emisiones de N₂O de suelos agrícolas. La estimación de fertilizante (crecimiento anual del 0.5 %) es pronosticada con base en el cambio de aplicación de fertilizante N entre 1995 y 2005.

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

Tipo de Ganado		Índice (%)	Periodo de Medición
Dairy Cows	Vacuno lechero	0.0%	N/A*
Other Cattle	Otros vacunos	-3.8%	1990-2005
Buffalo	Búfalo		
Sheep	Ovinos	-2.7%	1990-2005
Goats	Caprinos	-4.3%	1990-2005
Camels	Camélidos		
Horses	Equinos		
Mule/Asses	Mulas y asnos		
Deer	Ciervos		
Alpacas	Alpacas		
Swine	Porcinos	-2.6%	1990-2005
Poultry	Aves de corral	0.0%	N/A*
Rabbits	Conejo		

* 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-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	0.0%	N/A*
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	3.6%	1990-2005
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	-3.9%	1990-2005
Grains	Granos		
Perennial grasses	Hierbas perennes	10.9%	1990-2005
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol		
Root crops, other	Raíces, otros	4.4%	1990-2005
Tubers	Tubérculos		
Alfalfa	Alfalfa	6.8%	1990-2005
Rice	Arroz		
Oats	Avena	0.0%	N/A*
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	10.5%	1990-2005
Barley	Cebada	-24.3%	1990-2005
Rye	Centeno		
Dry bean	Frijoles		
Non-legume hay	Heno no leguminoso		
Maize	Maíz	1.0%	1990-2005
Millet	Mijo		
Potato	Patatas	1.6%	1990-2005
Soyabean	Soja	28.7%	1990-2005
Sorghum	Sorgo	2.9%	1990-2005
Wheat	Trigo	-0.7%	1990-2005

* I 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	19,475	19,475	19,475	19,475	19,475
Other Cattle	Otros vacunos	378,875	312,343	257,494	212,277	175,001
Buffalo	Búfalo					
Sheep	Ovinos	74,906	65,195	56,743	49,387	42,984
Goats	Caprinos	363,269	291,925	234,593	188,521	151,497
Camels	Camélidos					
Horses	Equinos					
Mule/Asses	Mulas y asnos					
Deer	Ciervos					
Alpacas	Alpacas					
Swine	Porcinos	203,529	178,552	156,640	137,417	120,553
Poultry	Aves de corral	19,574,009	19,574,009	19,574,009	19,574,009	19,574,009
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	6	6	6	6	6
Non-N-fixing forages	Forrajes no fijadores de N	661,390	788,751	940,638	1,121,772	1,337,786
Beans & pulses	Frijoles y legumbres	2,235	1,835	1,507	1,238	1,016
Grains	Granos		0	0	0	0
Perennial grasses	Hierbas perennes	2,120,815	3,552,406	5,950,349	9,966,950	16,694,835
Grass-clover mixtures	Mezcla de hierba y trébol		0	0	0	0
Root crops, other	Raíces, otros	6,400	7,944	9,862	12,241	15,196
Tubers	Tubérculos		0	0	0	0
Alfalfa	Alfalfa	104,739	145,838	203,064	282,746	393,694
Rice	Arroz		0	0	0	0
Oats	Avena	0	0	0	0	0
Peanut (w/pod)	Cacahuetes (c/ vaina)	59	97	159	263	435
Barley	Cebada	59	15	4	1	0
Rye	Centeno	0	0	0	0	0
Dry bean	Frijoles		0	0	0	0
Non-legume hay	Heno no leguminoso		0	0	0	0
Maize	Maíz	71,147	74,796	78,632	82,664	86,903
Millet	Mijo	0	0	0	0	0
Potato	Patatas	101,476	109,830	118,872	128,658	139,249
Soyabean	Soja	176	621	2,194	7,744	27,339
Sorghum	Sorgo	116,969	135,168	156,200	180,504	208,590
Wheat	Trigo	33,083	31,911	30,782	29,692	28,641

Resultados

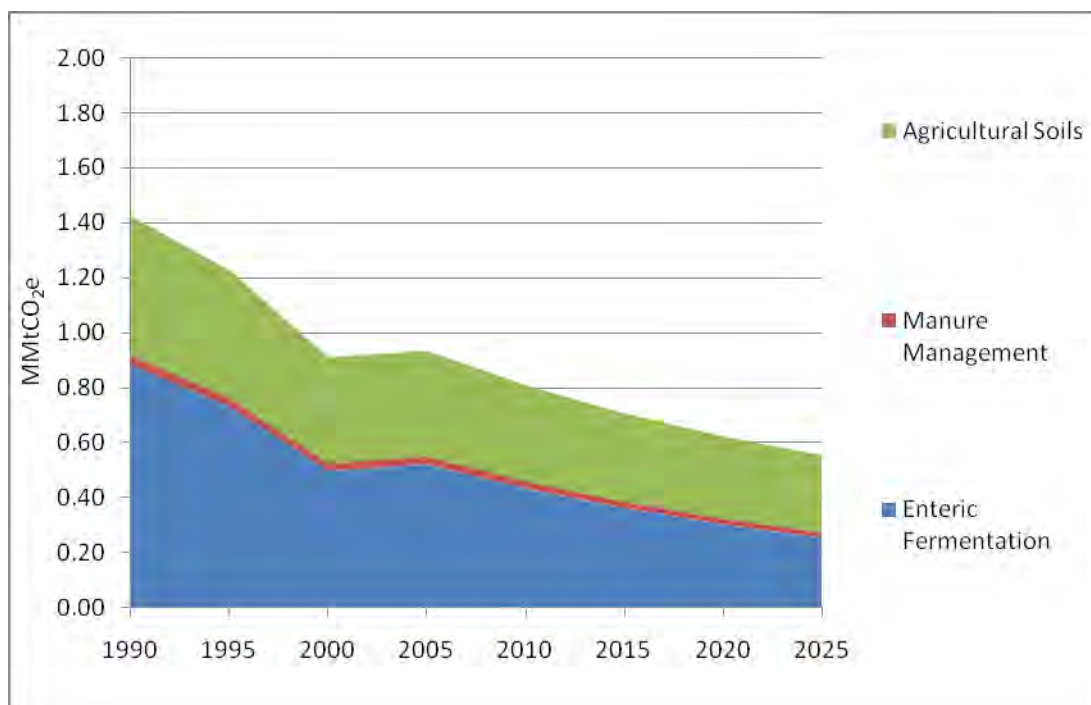
Durante los años del inventario (1990 a 2005), el total de las emisiones agrícolas disminuyó un 35%, llegando a niveles del orden de 0.93 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalentes (MTmCO_{2e}) en el 2005. En 1990, las dos principales fuentes emisoras fueron la fermentación entérica y los suelos agrícolas. La fermentación entérica por sí sola constituyó el 62% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en 1990. Todas las categorías de emisiones disminuyeron entre 1990 y 2005.

Durante los años del proyección (2005 al 2025), se proyectó que el total de las emisiones derivadas de la agricultura disminuirían en un 40%, llegando a niveles del orden de los 0.54 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 46% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2025 y los suelos agrícolas un 51%. Todas las categorías de emisiones estuvieron disminuyendo en el periodo del proyección.

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	0.88	0.73	0.50	0.52	0.43	0.36	0.30	0.25
Manejo del Estiércol	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Suelos Agrícolas	0.51	0.47	0.39	0.39	0.35	0.32	0.30	0.28
Quema de Residuos	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*	N.E.*
Total	1.42	1.23	0.91	0.93	0.98	1.03	1.09	1.15

*N.E. No estimadas

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

Sector Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Fermentación Entérica	62.1%	59.6%	54.6%	55.8%	53.7%	51.3%	48.7%	45.8%
Manejo del Estiércol	2.2%	2.5%	2.9%	2.9%	3.1%	3.2%	3.3%	3.4%
Suelos Agrícolas	35.7%	37.9%	42.5%	41.3%	43.3%	45.6%	48.1%	50.8%

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

Agricultura	1990-2005	2005-2025	1990-2025
Fermentación Entérica	-3.5%	-3.5%	-3.5%
Manejo del estiércol	-1.0%	-1.9%	-1.5%
Suelos Agrícolas	-1.8%	-1.6%	-1.7%

Incertidumbres Principales y Necesidades de Investigación

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 Nuevo León, el rubro denominado "otro ganado" (ganado vacuno no lechero) representa el 95% de la población de rumiantes en el 2005. Esta amplia categoría podría desglosarse por sub-categorías (Ej. becerros, toros, etc.) y por número de cabezas de ganado en pastizales en comparación con el número de cabezas en corrales de engorda. Luego se podrían aplicar factores de emisión específicos para cada una de las sub-categorías. Como mínimo se necesita la siguiente información para desarrollar factores de emisión específicos para cada sub-categoría de ganado: 1) estimación sobre la ingesta de alimento, 2) peso promedio de los animales, 3) índice de actividad animal, 4) condiciones de alimentación, y 5) condiciones medias invernales. Los esfuerzos adicionales que se realicen en esta categoría de fuente generadora tendrán un impacto importante en una gran parte del total de las emisiones derivadas de la fermentación entérica.

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

Las emisiones procedentes de la aplicación de fertilizante a suelos 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 Nuevo León 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 noventas hubo cifras de población ganadera y producción agrícola muy altas, que luego decayeron notablemente para el año 2000. Aún en los años en los que hubo un rendimiento alto, los valores oscilaron marcadamente de un año a otro. La fluctuación de los valores podría ser indicativa de la mala calidad de los datos. En los casos donde los datos varíen año con año dramáticamente y no se observe una marcada tendencia de crecimiento, no se asume crecimiento alguno. Esto es hecho para elaborar una estimación conservadora con relativamente pocos incrementos y disminuciones dramáticos en las estimaciones de población ganadera o 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);⁹⁵
- 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 – CH₄ y N₂O provenientes de las plantas de aguas residuales domesticas y CH₄ de plantas de tratamiento de aguas residuales (AR) industriales.

Proyecciones de Inventarios y Casos de Referencia

Disposición de Residuos sólidos urbanos

Para el caso del manejo de residuos sólidos urbanos los datos de emplazamiento para los RS se obtuvieron a través del Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN).⁹⁶ Esta base de datos provee la masa anual de residuos sólidos urbanos por entidad federativa para el periodo de 1998 al 2006. Los valores históricos de población fueron utilizados para modelar emisiones históricas comenzando en 1960; igualmente se utilizaron las proyecciones de población para determinar los índices futuros de generación de residuos sólidos urbanos.

Las proyecciones de la población estatal hasta el año 2025 fueron obtenidas de la Comisión Nacional de la Población (CONAPO). Las emisiones fueron modeladas usando el modelo de descomposición de primer orden (DPO) de las directrices 2006 del IPCC.⁹⁷

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 Nuevo León 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

⁹⁵ 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.

⁹⁶ 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>

⁹⁷ 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>



DPO, donde el residuo es tirado en rellenos sanitarios regulados y no regulados. Los residuos 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.

La clasificación de residuo industrial (residuos de manejo especial) existe en la legislación;⁹⁸ Mexicana; sin embargo, en la práctica, los residuos sólidos urbanos y residuos industriales (residuos de manejo especial) son consolidados en los rellenos sanitarios. Consecuentemente, las emisiones no adicionales/separadas fueron estimadas para el residuo industrial ya que estas emisiones ya cuentan como parte de las emisiones de los rellenos sanitarios municipales.

La información sobre la clasificación de rellenos sanitarios (Ej. manejados vs. no manejados) no estuvo disponible. Por lo tanto, el CCS aceptó los defectos del IPCC para el factor de corrección de metano (FCM, 0.6) y factor de oxidación (0%). El FCM cuenta con el hecho de que ese residuo en rellenos sanitarios sin manejar tiende 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 a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC),⁹⁹ existe un relleno sanitario en Nuevo León- Relleno sanitario Monterrey II- mismo que es importante en el programa MDL aceptando créditos para las reducciones de emisiones para los años 2008 al 2014.¹⁰⁰ El CCS contabilizó las reducciones de GEI de la destrucción de metano; sin embargo, ninguna combustión de combustible fósil para generar electricidad se refleja en este capítulo pero se constituiría bajo el Apéndice de Combustión de Combustible Residencial, Comercial e Industrial. El informe del MDL no proporciona información sobre la destrucción de metano previo al 2008 ni después del 2014. Por lo tanto, el CCS usó el promedio de cambio anual en la destrucción de metano por año para los años 2015 al 2025.¹⁰¹ El Cuadro G-1 muestra la destrucción de metano extrapolada por el CCS. Las reducciones de GEI a través de la destrucción de metano se restan de la proyección de generación de metano hecha por la ecuación DPO en el modelo de residuos del IPCC.

⁹⁸ Ley General para la Prevención y gestión Integral de los Residuos, Artículo 5.

⁹⁹ 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

¹⁰⁰ UNFCCC, 2006. Clean Development Mechanism Project Design Document Form – Monterrey II Landfill Gas to Energy Project. Versión 3.1.

¹⁰¹ La fecha exacta del proyecto no está registrada en el Reporte de CD. Por lo tanto, se supone que la destrucción de metano reportada para 2009 es el valor actual de la destrucción de metano en ese año. Por consiguiente, para propósito de proyección al 2025, se utilizó el cambio anual promedio de 2010 al 2019.



Cuadro G-1. Destrucción de Metano en el Relleno Sanitario Monterrey II, 2008-2025

Año	Destrucción de Metano – Reporte MDL (tCO₂e/año)	Destrucción de Metano – Resultados del Modelo del CCS (tCO₂e/año)
2008	138,934	138,934
2009	259,863	259,863
2010	243,124	243,124
2011	227,558	227,558
2012	213,076	213,076
2013	199,599	199,599
2014	187,053	187,053
2015	0	176,571
2016	0	166,677
2017	0	157,336
2018	0	148,520
2019	0	140,197
2020	0	132,341
2021	0	124,925
2022	0	117,924
2023	0	111,316
2024	0	105,078
2025	0	99,190

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, el informe del UNFCCC sobre el proyecto MDL de Gas en el Relleno Monterrey II provee los datos específicos de residuos sólidos urbanos con base en un estudio de residuos con destino al relleno sanitario (RS). Se supone que estos datos son más representativos de la composición de residuos en Nuevo León y son usados como datos de la composición del residuo para el modelo del IPCC. El Cuadro G-2 muestra las opciones de los datos de la composición, incluyendo el Relleno Sanitario Monterrey II que fue utilizado para este proyecto de inventario y proyección. Este cuadro muestra que la composición de los residuos sólidos urbanos en el relleno sanitario Monterrey II es razonablemente similar a los datos por defecto del IPCC y a la información nacional de México.

Cuadro G-2. Cifras de Composición de Residuos (% de Residuos sólidos urbanos)

Tipo de Residuo	Nacional MX	Por Defecto del IPCC	Relleno Sanitario Monterrey II
Alimento	51.7%	33.9%	38.4%
Jardín	0.0%	0.0%	4.1%
Papel	14.4%	23.2%	15.3%
Madera	0.0%	6.2%	2.1%
Textil	1.5%	3.9%	6.5%
Pañales	0.0%	0.0%	0.0%
Plásticos, otros inertes	32.4%	32.8%	33.6%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Debido a que los residuos 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 Nuevo León 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 Nuevo León y el Modelo de Residuos del IPCC, representados 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. 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 2006 al 2025.¹⁰² La población rural para 1990 al 2005 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).¹⁰³ Las estimaciones de

¹⁰² Proyecciones de población estatal obtenidas del CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.

¹⁰³ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx>.



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. Las emisiones de la quema a cielo abierto se calcularon usando los datos de la actividad en Nuevo León desarrollados utilizando los métodos descritos arriba, así como los factores de emisión del IPCC.¹⁰⁴

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, 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 CH₄.¹⁰⁵ Los factores claves de las emisiones del IPCC se muestran en el Cuadro G-3. La fracción del flujo de aguas residuales municipales colectadas/no colectadas y procesadas por tipo de sistema de tratamiento se obtuvo por parte del estado de Nuevo León con base en los índices de flujo de aguas residuales reportados por los proveedores en el estado.¹⁰⁶ La fracción de cada tipo de tratamiento cambió anualmente.

El perfil de la infraestructura de los sistemas de tratamiento de agua cambió dramáticamente a principios de los 1990s como resultado de la construcción y operación de las nuevas plantas de tratamiento de aguas residuales. En 1990, 80.8% del total de los flujos de aguas residuales domésticas se colectó por medio de alcantarillas de los cuales el 97.6% fue descargado al ambiente sin haber sido tratado. Para 1996, la fracción del flujo de aguas residuales colectadas incrementó un 94.2% y más significativamente, la fracción del flujo de aguas residuales domésticas descargadas al ambiente se redujo a 12.6%. La mayor parte de las aguas residuales es tratada aeróbicamente por medio de sistemas de lodos activados o lagunas aireadas. De acuerdo a las directrices del IPCC, los sistemas de tratamiento aeróbicos son consolidados en una sola categoría (tratamiento aeróbico centralizado) y los factores de emisiones correspondientes se utilizaron en calcular las estimaciones de emisiones.

La Figura G-1 muestra el sistema de tratamiento de aguas residuales y las rutas de descargas para Nuevo León con la fracción de efluente asociado por cada sistema. También se muestran los GEIs aplicables para cada sistema de tratamiento y ruta de descarga. Las emisiones indirectas de N₂O se refieren a aquellos que se dan lejos de la ubicación de la descarga como resultado del nitrógeno restante en las aguas residuales tratadas. Las emisiones de aguas residuales domésticas

¹⁰⁴ 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.

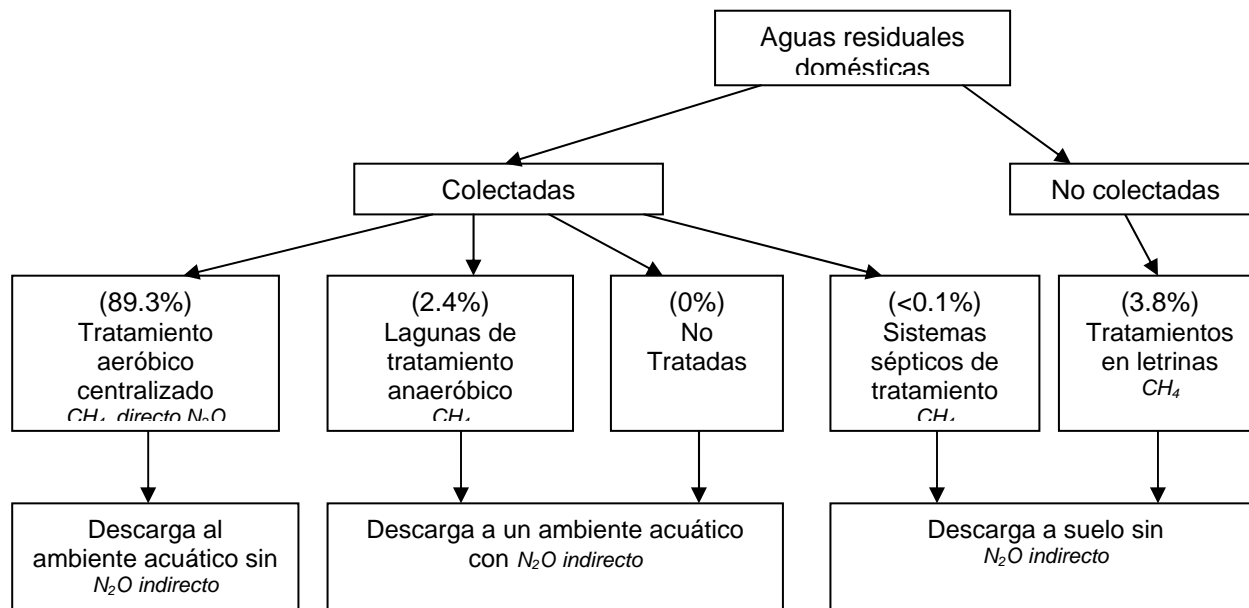
¹⁰⁵ IPCC, 2006. "Directrices del IPCC de 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero: Volumen 5: Residuos." Capítulo 6: Tratamiento y Descargas de Aguas Residuales. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/5_Volume5/V5_6_Ch6_Wastewater.pdf

¹⁰⁶ Estadísticas de tratamiento de aguas residuales in municipios foráneos 1990-2008.xls.



fueron proyectadas con base en el crecimiento de la población proyectada para 2005-2025 para una tasa de crecimiento del 1.06 anual.¹⁰⁷

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



1) Tratamiento de aguas residuales – Esta categoría toma en cuenta las emisiones de metano y óxido nítrico derivadas del tratamiento de aguas residuales municipales e industriales.

- a. Aguas residuales domesticas – metano: por cada sistema/opción de tratamiento, las emisiones se estiman de la fracción de la población que utiliza el sistema de tratamiento, la capacidad del sistema para generar metano con base en la demanda de oxígeno biológico (DOB), y la generación de DOB per cápita de la población total del estado. Esto se muestra en la siguiente fórmula:

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

En donde:

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

B_o = máxima capacidad de generación de metano

FCM_j = factor de corrección de metano

j = sistema de tratamiento/opción

P = población

DOB = DOB per cápita por día

325.25 = días en el año

- b. Aguas residuales domesticas– óxido nítrico: las emisiones de óxido nítrico ocurren en las plantas de tratamiento aeróbico durante la descarga del efluente a

¹⁰⁷ INEGI. Población histórica del estado para los años 1990, 1995, 2000, 2005. Fuente: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx.Proyecciones> de población estatal fueron obtenida de la CONAPO para 2006 a 2025. Fuente: <http://www.conapo.gob.mx/00cifras/5.htm>.



ambientes acuáticos. Las emisiones de las plantas de tratamiento aeróbico se calculan como la fracción de la población que recibe el servicio por parte de la planta multiplicado por el factor de emisión de la planta por defecto (ver IPCC del 2006, Volumen 5, Formula 6.9). El CCS correlacionó las categorías de tratamiento en operación en el estado de los datos proporcionados por el estado y citados en pie de página anteriormente mencionado. Como parte de este ejercicio, todos los sistemas de tratamiento aeróbico fueron correlacionados bajo una sola categoría del IPCC abarcando todos los sistemas aeróbicos, particularmente, las plantas aeróbicas centralizadas. Para el proceso de tratamiento aeróbico, la fórmula para calcular las emisiones de N₂O es como sigue:

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

En donde:

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

P = población humana

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

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

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

La mayoría de las emisiones de óxido nitroso ocurren por la descarga del efluente de aguas residuales que finalmente es liberada a los ambientes acuáticos (N₂O indirecto). El efluente contiene niveles de residuos de sustancias ricas en nitrógeno que eventualmente se descomponen y liberan emisiones de óxido nitroso. Esta estimación es regida por la población y la cantidad de consumo de proteína per cápita.

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

En donde:

P = población

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

F_{FNP} = fracción de nitrógeno en proteína.

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

EF = factor de emisión, el producto de B_o y los factores de FCM (44/28) = factor de conversión N a N₂O.



G-3. Fracciones de Tratamiento y Factores de Emisión del IPCC para Tratamiento de Aguas Residuales Domesticas

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

^a Factor de emisión para emisiones directas de óxido nitroso

^b Factor de emisión para emisiones indirectas de óxido nitroso

Para las emisiones de aguas residuales industrial, 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 son el procesamiento de carnes rojas.¹⁰⁸ 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) era igual a la actividad del 2002 donde las aguas residuales industriales fueron procesadas. Las emisiones fueron pronosticadas suponiendo que las emisiones en cada año serian igual a las estimaciones de emisiones de 2007.

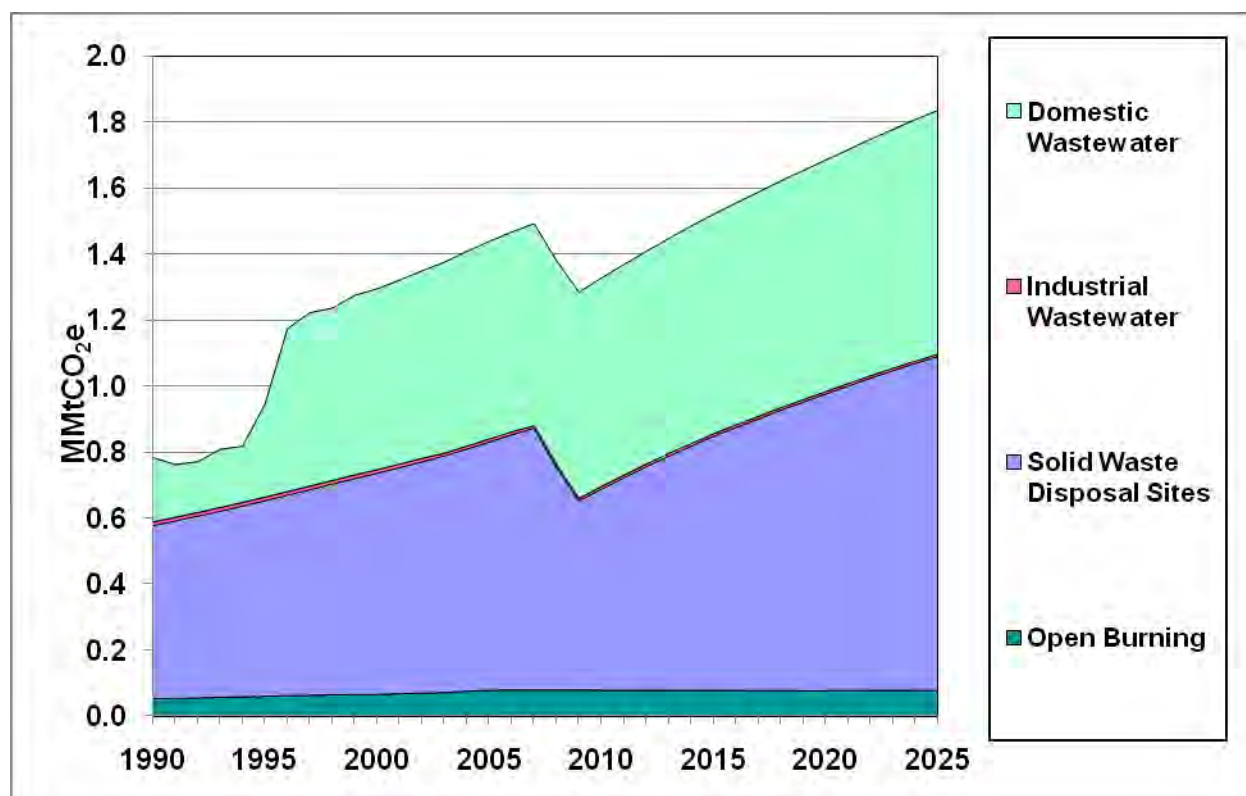
Resultados

La Figura G-1 y el Cuadro G-4 muestran las estimaciones de las emisiones para cada sector de manejo de residuos. Sobre todo que el sector representa 1.44 MTmCO₂e en el 2005 y las emisiones son estimadas en 1.84 MTmCO₂e/año en el 2025. La contabilización para los almacenamiento de carbono de RS lleva a estimaciones de emisiones netas de 1.31 MTmCO₂e y a 1.68 MTmCO₂e para el 2005 y 2025 respectivamente. La gran depresión en las emisiones de rellenos sanitarios después del 2009 se explica por la deducción de emisiones de metano destruido a través del citado proyecto de gas de relleno sanitario MDL Monterrey II. Debido a que la Figura G-1 muestra solamente las emisiones brutas de GEIs, el carbono almacenado vía el entierro de residuos de alimentos y jardines se muestran en las emisiones netas en el Cuadro G-4.

¹⁰⁸ 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>.



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



Fuente: Basado en el enfoque descrito en el texto. Cabe hacer notar que las emisiones de las Aguas Residuales Industriales no son significativas pero si son demasiado pequeñas para ser visibles en la figura.

Cuadro G-4. Emisiones de GEI derivadas del Manejo de Residuos en Nuevo León (MTmCO₂e)

Fuente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Sitios de Disposición de Residuos Sólidos Urbanos	0.53	0.59	0.67	0.75	0.61	0.77	0.90	1.01
Quema a Cielo Abierto	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Aguas Residuales Domesticas	0.19	0.28	0.55	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74
Aguas Residuales Industriales	1.1E-02	1.1E-02	1.1E-02	9.5E-03	8.3E-03	8.3E-03	8.3E-03	8.3E-03
Total de Emisiones Brutas	0.79	0.95	1.30	1.44	1.33	1.52	1.69	1.84
Carbono almacenado en RS	0.09	0.10	0.11	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16
Total de Emisiones Netas	0.70	0.85	1.19	1.31	1.19	1.38	1.53	1.68

Como se muestra en el Cuadro G-5 en 2005, las fuentes más grandes en el sector de manejo de residuos fueron las emisiones de RS y las emisiones de aguas residuales domesticas representando el 52% y 42% de las emisiones totales del sector. Para el 2025, la contribución de emisiones de RS (55%) y las emisiones de aguas residuales municipales (40%) fueron muy similares al 2005. Las emisiones de la quema a cielo abierto representan el 6% y el 4% de las emisiones totales del sector en 2005 y 2025 respectivamente. Las emisiones de las aguas residuales industriales contribuyeron mínimamente a las emisiones del sector de residuos; (sin

embargo, los datos para solamente la producción de carnes rojas estuvieron disponibles para las aguas residuales industriales). La contribución relativa de los RS disminuye al punto donde los valores de la destrucción de metano son los más altos (2010).

Cuadro G-5 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	67%	63%	52%	52%	46%	50%	53%	55%
Quema a Cielo Abierto	7%	7%	5%	6%	6%	5%	5%	4%
Aguas Residuales Domesticas	25%	30%	42%	42%	47%	44%	42%	40%
Aguas Residuales Industriales	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Incertidumbres principales y Necesidades Futuras de Investigación

De acuerdo a las directrices del IPCC, un modelo descomposición de primer orden para estimar las emisiones de sitios de disposición de residuos sólidos urbanos contiene 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 alto pudieran estar involucradas y las índices de reacción variarían con las condiciones en el sitio específico de disposición de residuos sólidos (RS). Las reacciones pudieran estar limitadas por los accesos restringidos al agua y a las variaciones locales en poblaciones de bacterias;
- Los residuos sólidos urbanos son heterogéneos. Las condiciones tales como temperatura, humedad, composición de residuos y compactación varían considerablemente aun dentro de un sitio simple y aun más entre sitios diferentes en un país. La selección de valores típicos “promedio” de los parámetros para todo un país es difícil; y
- El uso del método DPO presenta una incertidumbre adicional asociada con las tasas de descomposición (vidas-medias) y cantidades históricas de disposición de residuos. Ninguna de estas es bien comprendida o investigada a profundidad.

Otra fuente de incertidumbre es la calidad de la información de la actividad. Los valores de la acumulación de los residuos disponibles por parte de la SEMARNAT están basados en las tasas de población y generación de residuos per cápita. Los registros actuales de la acumulación de residuos por sitio no estuvieron disponibles para todas las instalaciones de disposición de residuos. Un amplio juego de registros de acumulación reduciría algunas de las incertidumbres relacionadas con las emisiones de metano en RS. También los datos de la composición del residuo usado en Nuevo León están representados por un solo relleno sanitario pero podría no ser representativo de todo el estado aunque este es el supuesto hecho en este análisis.

Adicionalmente, el único proyecto de recuperación de metano incluido fue el Proyecto de Gas de Relleno Sanitario Monterrey II reconocido por el programa MDL de la UNFCCC. Es posible que en el futuro el gas de relleno sanitario en otros rellenos sanitarios manejados sea capturado y destruidos durante el periodo de la 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 Nuevo León conduce 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 la no quema a cielo abierto (o incineración) se lleva a cabo 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 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 Nuevo León.

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-3. Las emisiones potenciales (principalmente N₂O) de los lodos de la planta de tratamiento que se aplica a la superficie de los rellenos sanitarios o de otra manera, aplicado al suelo no fueron cuantificados en este inventario. Además, no se supuso la destrucción de metano durante el proceso de tratamiento (Ej. de la digestión anaeróbica de bio-sólidos). Se requieren más datos sobre los procesos de tratamiento específicos aplicados a las plantas.

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

[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

Apéndice H. Silvicultura y Uso de Suelo

Descripción General

Las emisiones procedentes de la silvicultura y del uso de suelo se refieren principalmente al flujo¹⁰⁹ de dióxido de carbono (CO₂) proveniente de los bosques y de las plantas madereras perennes en Nuevo León lo cual representa el 9% de la extensión territorial del estado.¹¹⁰ Actualmente existen aproximadamente 320,000 hectáreas de bosques y 39,000 hectáreas de cultivos de plantas perennes en Nuevo León. Además del flujo de CO₂ forestal, el CO₂ adicional es emitido o secuestrado dentro de los bosques urbanos. Emisiones adicionales de GEI pueden ocurrir de otras prácticas de uso de tierra, incluyendo la aplicación de fertilizantes no agrícolas.

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

De acuerdo a las Directrices del IPCC de 2006, el sector de Silvicultura y Uso de Suelo incluye seis categorías de uso de suelo: 1) tierras forestales, 2) tierras de cultivo, 3) pastizales, 4) humedales, 5) asentamientos, y 6) otras tierras.¹¹¹ Los humedales no representan uno de los principales usos de suelo en Nuevo León. 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 Nuevo León. 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 las tierras de cultivo que contiene la vegetación maderera perenne tal como la palma de

¹⁰⁹ “Flujo” se refiere a las emisiones de CO₂ a la atmósfera y a su remoción (sumideros) de CO₂ de la atmósfera.

¹¹⁰ Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica (SNIEG),

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

¹¹¹ El IPCC define el concepto de otras tierras como los suelos desérticos, rocosos, congelados y la tierra no incluida en alguna de las cinco categorías de uso de suelo.



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

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 debido a la falta de flujos de carbono asociados con los cambios en los manejos en los cultivos, incluyendo pérdidas/ganancias en carbono en suelo. Finalmente, como ya se mencionó, los humedales no representan un uso de suelo importante en Nuevo León.

Inventario y Proyección de los 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 Nuevo León, se adoptó el método de "Pérdidas y Ganancias" mediante el cual el cambio anual en las reservas de carbono en la biomasa de terrenos forestados se expresa como el incremento anual en las reservas de carbono debido al crecimiento de la biomasa menos la reducción anual de las reservas de carbono debido a la pérdida de biomasa:

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

En donde:

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

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

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

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

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

En donde:

A = superficie del terreno, ha;

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

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

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

Las estimaciones para la madera muerta y fondos de carbono de basura no fueron incluidas en estas estimaciones. El supuesto por defecto es que 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).¹¹² Estas se muestran en el 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 Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).¹¹³ 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 la base en el criterio del IPCC.¹¹⁴ Para Nuevo León, los estudios de la SEMARNAT clasifican a todos los bosques en la categoría de “bosques”; por lo tanto todas las áreas de superficies forestadas se supone que están dentro de la categoría de sistema montañoso templado como se muestra en el Cuadro H-2.

El INEGI cuenta con datos más recientes y más detallados sobre tierras forestales.¹¹⁵ 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 Nuevo León, el juego de datos menos preciso y el de menos recursos fue seleccionado para este inventario. Significativamente, los datos de la FAO en el Cuadro H-2 sugieren una gran pérdida de áreas forestales entre 1990 y 1995 (por encima del 16%). No está claro si esta aparente gran pérdida de terreno forestal es real o es una artimaña de los datos de los estudios de la FAO.

Cuadro H-2. Descripción de Tierras Forestales y Cobertura

Dominio Climático (i)	Zona Ecológica (j)	1990 (ha)	1995 (ha)
Sub-Tropical	Sistemas Montañoso	0	0
Templado	Sistemas Montañoso	383,500	320,100

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 2006.¹¹⁶

¹¹² 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.

¹¹³ SEMARNAT. Compendio de Estadísticas Ambientales, 2002. México, D.F., 2003.

¹¹⁴ Cuadro 4.5, Capítulo 4, Volumen 4 de las Directrices del IPCC.

¹¹⁵ Mapas de uso de suelo y vegetación son referenciados como: conjunto uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, datum ITRF 92, formato SHP, series I, II y III, clave D1502

¹¹⁶ 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.

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

Factor		Valor	Unidades
Crecimiento de la biomasa aérea	G_w	0.5	t d.m. ha ⁻¹ a ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	t d.m. biomasa subterránea por t d.m. biomasa aérea
Factor de carbono de materia seca	CF	0.47	tC/t d.m.

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

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

Los datos del área superficial forestal alterada por incendio y enfermedad fueron obtenidos de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional Forestal (SEMARNAT).¹¹⁷ Los datos de enfermedades forestales fueron obtenidos para 1990-2008. El área alterada por incendios para 2009-2025 se estimó como el promedio de los valores de 2004-2008. Para incendios forestales, los datos fueron obtenidos para los años de 1995 al 2006; los valores para 1990-1995 fueron estimados tomando el promedio de los valores para 1995-2005; y los valores para 2007-2025 fueron estimados como el promedio de los valores de 2002-2006. Las pérdidas de reservas de carbono debido a las alteraciones fueron calculadas usando números de conversión por defecto establecidos en el Cuadro H-4 y calculó como sigue:

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

En donde:

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

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

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

¹¹⁷ SEMARNAT, Anuario Estadístico de la Producción Forestal, <http://www.semarnat.gob.mx/gestionambiental/forestalysuelos/Pages/anuariosforestales.aspx>.

fd = fracción de la biomasa perdida por las alteraciones.

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

Factor		Valor	Unidades
Biomasa aérea	B_w	50	t d.m. ha ⁻¹
Rango entre la biomasa subterránea y la biomasa aérea	R	0.53	toneladas d.m. biomasa subterránea por toneladas d.m. biomasa aérea
Fracción de carbono de materia seca	CF	0.47	t C/t d.m.
Fracción de biomasa perdida en incendio	fd	0.90	NA No Disponible
Fracción de biomasa perdida por enfermedad o plaga	fd	0.10	NA No Disponible

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 2006¹¹⁸ 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 cubico (m³) de volumen de madera].

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

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

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

¹¹⁸Factores 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).



Otro Uso de Tierra

No se identificaron datos de emisiones de GEI en otros usos de suelo en Nuevo León 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.

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

Se supuso que el área cosechada fuera el área superficial de árboles maduros, mientras se supuso que la diferencia entre el área total y 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:

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

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.¹¹⁹ 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 la tierra.

¹¹⁹ 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-6. Superficie de Cultivos Madereros Perennes en Nuevo León para 1990 y 2006

Nombre del Cultivo		1990 Área Total (ha)	1990 Área Cosechada (ha)	2006 Área Total (ha)	2006 Área Cosechada (ha)
Aceituna	olive	-	-	-	-
Aguacate	avocado	765	0	751	751
Algarrobo	carob tree	-	-	-	-
Almendra	almond	-	-	-	-
Chabacano	apricot	13	5	16	16
Ciruela	prunes	142	94	115.5	115.5
Cítricos	citric tree	-	-	-	-
Dátil	dates	-	-	-	-
Durazno	peaches	1,599	1,205	1,318	1,318
Eucalipto	eucalyptus	-	-	-	-
Frutales Varios	various fruits	-	-	-	-
Granada	pomegranate	-	-	-	-
Guayaba	guayaba	-	-	-	-
Higo	fig	-	-	-	-
Limón	lime	2	0	-	-
Macadamia	macadamia	-	-	-	-
Mandarina	tangerine	780	0	3,601	3,601
Manzana	apple	2,959	1,906	1,978	1,978
Membrillo	quince	-	-	-	-
Mostaza	mustard	-	-	-	-
Naranja	orange	22,551	6,399	25,661	25,661
Nectarina	nectarine	-	-	-	-
Nuez	walnut	3,680	3,323	4,207	3,987
Palma De Ornato	palm	-	-	-	-
Palma De Ornato (planta)	palm	-	-	-	-
Pera	pear	75	42	54	54
Pistache	pistache	-	-	-	-
Toronja (pomelo)	grapefruit (pomelo)	468	0	1,749	1,749
Total		33,034	12,974	39,450	39,230

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 año ⁻¹

Resultados

En el Cuadro H-8 se presenta el resumen del flujo de carbono que obedece a las prácticas de silvicultura y uso de suelo. En el 2005, el flujo de carbono para tierras forestales y sistemas agrícolas de arboles perennes se calculó en un secuestro neto de 0.33 MTmCO₂e. El análisis de los registros históricos indica que 1) el crecimiento de la biomasa en las zonas boscosas de

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

Un dato importante y potencialmente significativo que falta es la cantidad de madera cosechada para usarse como combustible. También significativo en los datos históricos es la pérdida de más del 16 % de sumideros de carbono forestal debido a las bajas estimaciones del área forestal entre 1990 y 1995. Sin embargo, las pérdidas de carbono debido a los cambios en el uso de tierra de forestal a otro uso durante este periodo no fue estimado (Ej. limpieza y conversión a otros usos de tierra). Esto es debido a la falta de información en periodo posterior a 1995 sobre uso de tierra en este análisis preliminar.

Las emisiones de metano y óxido nitroso resultantes de los incendios forestales fueron insignificantes.

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

Subsector	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Terrenos forestados	-0.31	-0.24	-0.33	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33
<i>Crecimiento</i>	-0.51	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42	-0.42
<i>Incendios (pérdida de carbono)</i>	0.05	0.09	0.002	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05
<i>Incendios (CH₄ y N₂O)</i>	0.01	0.01	0.002	0.004	0.005	0.005	0.005	0.005
<i>Enfermedad</i>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<i>Madera Cosechada</i>	0.13	0.08	0.09	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Cultivos Madereros Perennes	-0.38	-0.01	0.004	-0.004	-0.003	-0.003	-0.003	-0.003
Flujo Total de Carbono	-0.60	-0.26	-0.32	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34
Total (incluyendo CH₄ y N₂O)	-0.59	-0.25	-0.32	-0.34	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33

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 Nuevo León 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 Nuevo León. Para asentamientos, las investigaciones futuras deberán incluir los esfuerzo para cuantificar los almacenamientos forestales urbanos de carbono terrestre (Ej. usando las estimaciones de las cubiertas de las copas de los arboles como información importante). La información sobre el uso de fertilizantes comerciales en aplicaciones no agrícolas permitiría estimaciones para emisiones de N₂O de suelos con asentamientos.

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

serán necesarios para procesar archivos de imágenes digitales disponibles del INEGI.¹²⁰ El trabajo futuro se debería enfocar en el uso de información más nueva y detallada sobre uso de suelo/cubierta de suelo para confirmar el índice de 1990-1995 de áreas forestales perdidas y determinar si el área forestal ha continuado disminuyendo en la misma proporción después de 1995. Si las reservas de carbono relacionadas con las pérdidas de área forestal entre 1990 y 1995 fueron incorporadas a este inventario, las emisiones de GEI netas durante esos años serían probablemente positivas y no negativas como se estimó usando la actual información disponible y los métodos del IPCC.

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

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

Subsector	1990	1995	2000	2005
Tierras Forestales – Factores del Extremo Inferior	-0.60	-0.26	-0.32	-0.34
Tierras Forestales – Factores de Valores Medio	-2.8	-2.3	-2.4	-2.4

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 Nuevo León, 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 Nuevo León a fin de caracterizar suficientemente el flujo máximo neto de carbono forestal.

¹²⁰ 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, series I, II y III, clave D1502



[Esta página se dejó en blanco intencionalmente].

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

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

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

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

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

Recomendaciones generales a los inventarios:

- Verificar las unidades, no han corregido en las gráficas las unidades de MMtCO_2e a MTmCO_2e . (Utilizar sólo sistema internacional)
- Verificar que en todas las tablas y figuras se indiquen las unidades de las cifras.
- Donde dice: "Un Análisis Minucioso a las Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" cambiar por "Un Análisis Minucioso a los Dos Sectores Principales: Suministro Eléctrico y Transporte" (aprox. pág. 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 indicarlas en las tablas y figuras si no son de elaboración propia.
Por ejemplo: Al poner las fuentes de información no solo indicar que es de SENER, INEGI, sino que hay que agregar el documento de donde se toma dicha información o la liga en internet.
- Al agregar que la información fue solicitada, poner de qué período se tiene la información y fecha de publicación.
- Indicar en todas las fuentes de emisión los datos de actividad utilizados o estimados en tablas, así como factores de conversión.
- Indicar en todas las fuentes los factores de emisión utilizados en tablas.

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



- Persiste el uso indiferente de los términos pronóstico y proyección en todo el inventario. Se recomienda indicar que solo son proyecciones.
- Usar correctamente los acrónimos como en el caso del IPCC, usar el mismo en todo el inventario.
- Revisar y corregir todas las siglas del documento.
- Las figuras (gráficas) están rotuladas en inglés, en el caso de la versión en español, rotularlas sólo en español.
- Revisar la redacción (hay algunas palabras que siguen en inglés en los pie de página, hay que traducirlas). Se repiten palabras en el inventario, por ejemplo "de de". (IPCC IPCC).
- Revisar la redacción en español.
- De acuerdo a la metodología del IPCC 2006, en el volumen 5, página 3.25 dice lo siguiente:

"El almacenamiento de carbono a largo plazo en los sitios de eliminación de desechos sólidos (SEDS) se declara como **elemento informativo** en el Sector Desechos. El valor declarado para los desechos derivados de los productos de madera recolectada (desechos de papel y cartón, madera y desechos de jardines y parques) es igual a la variable 1B, $\Delta C_{HWP\ SEDS\ DC}$, es decir, el cambio en las existencias de carbono de los productos de madera recolectada (PMR) debidos al consumo doméstico eliminado en los SEDS del país declarante utilizado en el Capítulo 12, Productos de madera recolectada, del Volumen AFOLU)"

Por lo que se aconseja no sumarla en la parte de desechos.
- Comparan el valor de sus emisiones con los de la Tercera Comunicación, se recomienda hacerlo con el valor reportado para el 2005 en la Cuarta Comunicación, INEGI 1990-2006. Las emisiones totales en el año 2005 fueron de 685.117 MtmCO₂e.
 - TOTAL 685,117 MtmCO₂e
 - Energía 61.2%
 - Procesos 8.2%
 - Agricultura 6.6 %
 - USCUSS 10.2%
 - Desechos 13.8%

Observaciones al inventario de Nuevo León

- Las emisiones totales informadas del estado de Nuevo León, en la versión del mes de Julio, cambiaron con respecto a la actualización hecha en abril, pasaron de 46,5 a 37 MTmCO₂e, con base en las estimaciones que consideran el consumo total de electricidad, y de 32,6 a 30,7 MtmCO₂e, con base en la producción. Explicar el cambio en las cifras.
- Las categorías que cambiaron son:

Subcategoría	Abril 2010 (MTmCO ₂ e)	Julio 2010 (MTmCO ₂ e)
Autotransporte a gasolina	5.03	4.98
Producción de Cemento	1.12	1.05
Producción de Hierro y Acero	3.71	0.02
Uso de Piedra Caliza y Dolomita	2.74	2.54
Sustitutos SACO	0.24	0.24

La contribución de cada categoría al inventario de NL queda de la siguiente manera.



Categoría	Contribución Abril 2010 (%)	Contribución Julio 2010 (%)
Energía	70	80
Procesos Industriales	25	12
Agricultura	2	3
Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura	0	0
Residuos	3	5

- En la generación eléctrica a partir de combustóleo hay un cambio en el dato de actividad de más del 15% en el año 2000 en esta actualización y el valor calculado de las emisiones es el mismo en el cuadro A-6 (para dato de actividad ver A-5. Inventario y Proyección Basado en la Producción – Generación de Electricidad (GWh): 1990-2025). Verificar la información.
- La categoría denominada Residencial, Comercial e Industrial (RCI) tuvo cambios con respecto a la última actualización, pero estos cambios no corresponden a los factores de emisión (Cuadro B-1, Factores de Emisión para Combustibles RCI (kg/TJ)), explicar a qué se debió el cambio entre las dos versiones en esta categoría, ya que los datos de actividad presentados en la categoría RCI en el cuadro "B-3. Histórico de Energía Usada en el Sector RCI en TJ", son exactamente los mismos que la actualización de abril con excepción del consumo de biocombustibles sólidos en el sector residencial, en donde las emisiones cambian de .0004 a 0.0001 MtmCO_{2e} para el 2005.
- Los cambios en las emisiones de la subcategoría de producción de hierro y acero al parecer se deben a la selección de nuevos datos de actividad; estos se tomaron de una nueva fuente citada en el cuadro D-2 (Reporte de Gases de Efecto Invernadero 2008. Ternium, México, S.A. de C.V.), Ternium participa en el programa GEI México. Sin embargo, estos disminuyen abruptamente de 3.71 a 0.02 MTmCO_{2e}, anteriormente qué datos se habían considerado, explicar si el cambio puede deberse a diferencias en las metodologías para la estimación de las emisiones.
- El cambio en las emisiones por consumo de piedra caliza y dolomita en la fabricación de cal y vidrio, se debió a que la estimación anterior se realizaba al restar del consumo total de insumos de todos los procesos el de éste proceso, y ahora se realizó en base en la producción final.
- Se utiliza el enfoque hecho por el Centro Mario Molina en el inventario de Baja California para la estimación del consumo de Sustitutos de Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono (SACO), pero sólo para fuentes móviles. Se recomienda estimar su uso también para fuentes fijas de HFC y PFC.



Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010



ISBN: 978-607-8021-10-9



9 786078 021109

Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

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



Dirección de Planeación y Asistencia Técnica
Junio 2010

Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza / Border Environment Cooperation Commission

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