

Emisiones atmosféricas de las

# centrales eléctricas

en América del Norte



cec.org

Este informe se elaboró por encargo del Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) de América del Norte. La información contenida es responsabilidad de los autores y no pretende reflejar los puntos de vista de los gobiernos de Canadá, Estados Unidos o México. Además de las referencias incluidas a todo lo largo del texto, las fuentes de información y documentos de apoyo utilizados se enuncian en el capítulo 2 y en el anexo. Algunas de estas fuentes de datos están en constante evolución, toda vez que las instalaciones suelen revisar datos que han informado previamente, a efecto de corregir errores en el registro o hacer otros cambios. La CCA invita al lector a consultar los sitios web y fuentes de información referidos en este informe para estar al tanto de posibles cambios a la información que aquí se presenta.

Se permite la reproducción total o parcial del documento, en cualquier forma o medio, con propósitos educativos y sin fines de lucro, sin que sea necesario obtener autorización especial por parte del Secretariado de la CCA, siempre y cuando se cite debidamente la fuente. La CCA apreciará que se le envíe una copia de cualquier publicación o material que utilice este trabajo como fuente.

Edición al cuidado del Departamento de Comunicación y Difusión Pública del Secretariado de la CCA.

A menos que se indique lo contrario, el presente documento está protegido mediante licencia de tipo "Reconocimiento - No comercial - Sin obra derivada", de Creative Commons.



© Comisión para la Cooperación Ambiental, 2011

ISBN: 978-2-89700-010-3 (versión impresa)

ISBN: 978-2-89700-011-0 (versión electrónica)

*Available in English:*

ISBN: 978-2-89700-008-0 (*print version*), ISBN: 978-2-89700-009-7 (*electronic version*)

*Disponible en français:*

ISBN: 978-2-89700-012-7 (*version imprimée*), ISBN: 978-2-89700-013-4 (*version électronique*)

Depósito legal – *Bibliothèque et Archives nationales du Québec*, 2011

Depósito legal – *Library and Archives Canada*, 2011

**Particularidades de la publicación:**

*Tipo:* informe

*Fecha:* octubre de 2011

*Idioma original:* inglés

*Procedimientos de revisión y aseguramiento de calidad:*

*Revisión de las Partes:* julio-agosto de 2011

QA 10.21

Si desea obtener mayor información sobre ésta y otras publicaciones de la CCA, diríjase a:



**Comisión para la Cooperación Ambiental**

393, rue St-Jacques Ouest, bureau 200

Montreal (Quebec) Canadá H2Y 1N9

t (514) 350-4300 f (514) 350-4314

info@cec.org / www.cec.org



Emisiones atmosféricas de las

# centrales eléctricas

en América del Norte



Los costos y las consecuencias ambientales de la producción de energía son elementos medulares del debate sobre desarrollo sustentable en América del Norte. Más allá del problema ambiental en cuestión —emisiones de gases de efecto invernadero, calidad del aire, concentraciones de mercurio o transporte de contaminantes a larga distancia—, es fundamental entender la naturaleza y los efectos de la generación de electricidad a partir de la quema de combustibles fósiles para tomar decisiones informadas en nuestra búsqueda de opciones más limpias y energéticamente eficientes.

Si algo distingue a la Comisión para la Cooperación Ambiental es su interés en compilar y difundir información valiosa y comparable sobre los principales problemas ambientales que América del Norte enfrenta.

*Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte* tiene como antecedente la primera evaluación de este tipo realizada por la CCA y publicada en 2004. En ese primer informe se compilaron datos correspondientes al año 2002 sobre las emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio, mercurio y dióxido de carbono procedentes de las centrales eléctricas de América del Norte. Por vez primera, en un solo formato con datos comparables, se reunió información de distintas fuentes nacionales —bastante disímiles en cuanto a exhaustividad de los datos y facilidad de acceso— sobre emisiones contaminantes a la atmósfera generadas por las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles en América del Norte.

Tanto el presente informe como el anterior son fruto del compromiso del Consejo de la CCA con el fomento de la comparabilidad de los inventarios de emisiones atmosféricas en América del Norte y, en específico, de su impulso para que la CCA elabore informes periódicos en los que se resume la información disponible de los inventarios de emisiones atmosféricas de la región.

Este informe refleja la colaboración permanente de Canadá, Estados Unidos y México para examinar el grado en que las emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas a base de combustibles fósiles contribuyen a la contaminación en todo el subcontinente. En él se presenta, de manera resumida, información actualizada y de libre acceso sobre las emisiones de contaminantes atmosféricos específicos —incluidos gases de efecto invernadero— que en lo individual generan esas centrales en toda América del Norte.

El alcance y el nivel de la información sobre las centrales eléctricas se han ampliado desde que se publicó el primer informe. Gracias a ello, en este nuevo trabajo se incluyen datos sobre emisiones de contaminantes adicionales, como metano, óxido nitroso y partículas suspendidas, al igual que una cobertura más completa de las emisiones de dióxido de carbono y mercurio. El análisis comprende datos de un mayor número de centrales por país y, en consecuencia, se ofrece al lector un panorama más completo de las emisiones atmosféricas generadas por las centrales eléctricas de la región. Además, el conjunto de datos integrados completo se puede consultar en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

Estos datos más recientes, junto con información disponible en otras fuentes, indican que, en términos generales, las emisiones de las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles en la región no han sufrido grandes cambios desde que se dio a conocer el primer informe al respecto: estas centrales continúan siendo fuentes importantes de emisión de contaminantes atmosféricos de criterio, gases de efecto invernadero y otras sustancias de preocupación. De modo que la presente publicación resulta oportuna y de relevancia para las deliberaciones en curso acerca de este importante sector de América del Norte. No sólo sienta bases firmes para seguir trabajando en las áreas de armonización de datos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes —como el mercurio— generadas por las centrales eléctricas, sino que pone de relieve áreas en las que se deben tomar medidas adicionales para el manejo y reducción de dichas emisiones.

En actividades relacionadas, la Comisión para la Cooperación Ambiental apoya iniciativas trilaterales como el proyecto RETC de América del Norte, en el que se da seguimiento a las emisiones y transferencias de contaminantes de las plantas industriales de la región, incluidas las centrales eléctricas que usan combustibles fósiles. Estos datos se presentan y analizan en el informe anual *En balance* y también pueden consultarse en línea por medio de la correspondiente base de datos integrada, en: <[www.cec.org/enbalance](http://www.cec.org/enbalance)>. Asimismo, la CCA colabora con funcionarios de cada uno de los tres países para finalizar una evaluación de la comparabilidad de los inventarios de emisiones de GEI —incluidos inventarios de carbono negro—, con miras a fortalecer la cooperación a escala regional en materia de política climática, en consonancia con una de las prioridades del Consejo de la CCA para el periodo 2010-2015: *cambio climático y economías bajas en carbono*.

Confiamos en que esta publicación y la información en línea relacionada contribuyan a afinar nuestros conocimientos sobre las emisiones de las centrales eléctricas de América del Norte y sus efectos asociados en el medio ambiente y el ser humano, a escalas tanto local como regional, y que sirvan de apoyo para la toma de decisiones encaminadas a reducir y prevenir la contaminación que genera este sector.

**Evan Lloyd**

*Director ejecutivo*

## Reconocimientos

La Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) expresa su agradecimiento a Luisa Manzanares Papayanopoulos, Arturo Keer Rendón y Emilio Manzanares Papayanopoulos, autores principales de esta publicación. El pleno alcance de este informe no habría sido posible sin sus conocimientos e inagotables esfuerzos para reunir y hacer que cobraran sentido los datos y estadísticas sobre centrales eléctricas de los tres países, información obtenida de fuentes muy diversas y disponible en formatos y niveles de detalle muy diferentes. La CCA también reconoce el valioso apoyo de Claudia Márquez Estrada y Alberto Cruzado en la compilación del segmento correspondiente al sector eléctrico en el Inventario Nacional de Emisiones de México.

Asimismo, la CCA agradece la supervisión diligente y las aportaciones expertas de Orlando Cabrera Rivera, gerente de programa de la CCA para Calidad del Aire y RETC, durante toda la elaboración de este informe. De igual modo, ha sido valiosísima la participación de otras personas que facilitaron información y contribuyeron a la revisión de expertos, a saber:

- miembros del Grupo de Trabajo de América del Norte sobre Calidad el Aire, de la CCA;
- funcionarios de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, División de Calidad del Aire y Radiación;
- funcionarios del ministerio de Medio Ambiente de Canadá, divisiones de Inventarios y Registro de Contaminantes, Prioridades en Emisiones Atmosféricas, y Electricidad y Combustión;
- funcionarios de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) de México, Dirección General de Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (DGCA-RETC), y
- Nancy Southern (miembro canadiense del Comité Consultivo Público Conjunto de la CCA).

El apoyo de Leifa Communications, así como de Keith Powell y Jean-Sébastien Goulet del área de informática del Secretariado de la CCA, fue fundamental para montar el sitio web sobre emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte (EACEAN), <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>, que permite el acceso a una versión electrónica del informe, a información relacionada y al conjunto de datos integrado utilizado para elaborar el informe.

Por último, la CCA da las gracias a varios miembros del Secretariado de la CCA que colaboraron para que este proyecto llegara a buen puerto: Danielle Vallée, coordinadora del proyecto RETC de América del Norte; el equipo editorial integrado por Douglas Kirk, Jacqueline Fortson y Johanne David, bajo la supervisión de Jeffrey Stoub; y Zakir Jafry, consultor de la CCA, por su trabajo en la creación de los mapas que ilustran este informe. El diseño y la formación de páginas corrieron por cuenta de Gray Fraser, de ProductionGray.





# Índice

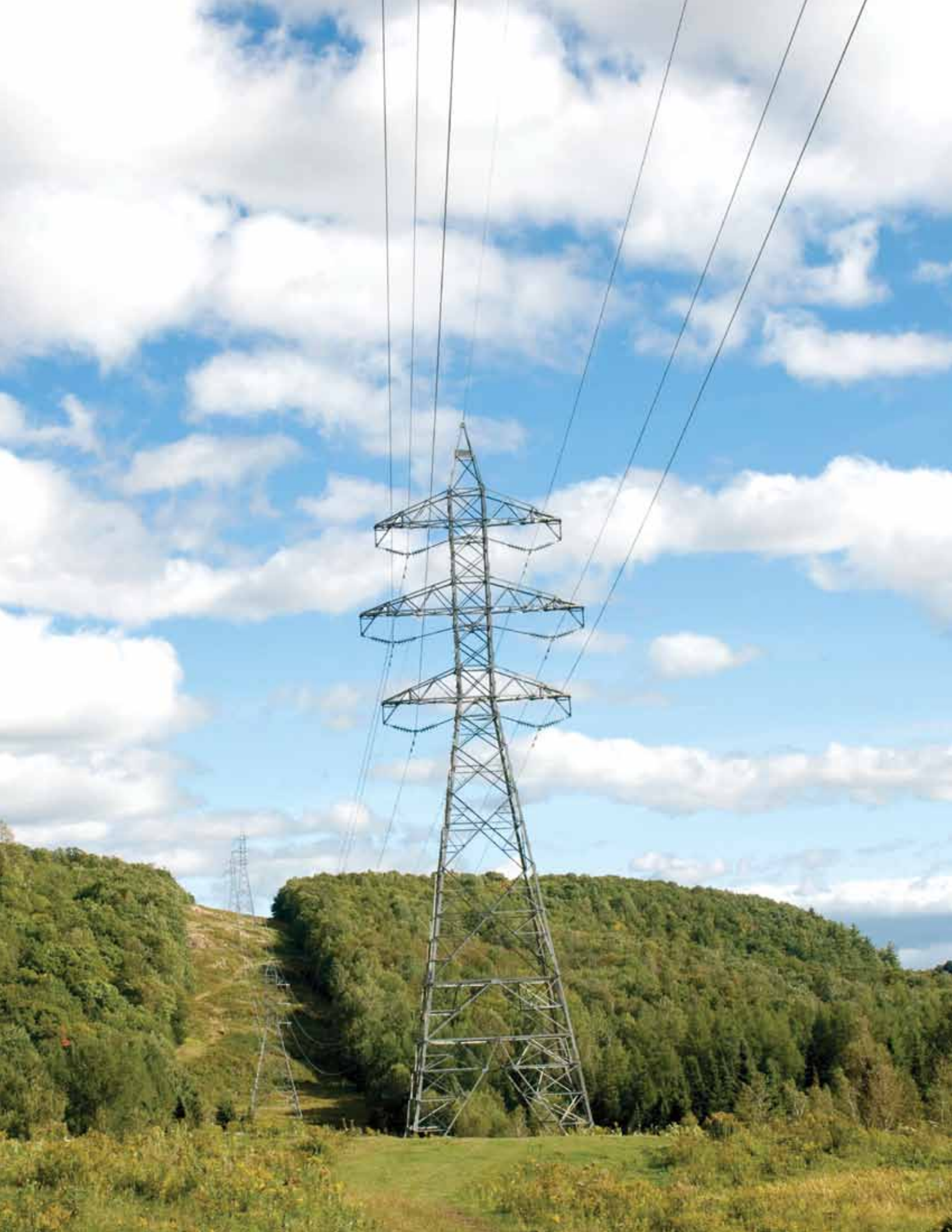
Prefacio	iii
Reconocimientos	v
Lista de gráficas	viii
Lista de cuadros	ix
Siglas, acrónimos y abreviaturas	xi
Tablas de conversión útiles	xiii
Introducción	1
1. El sistema de energía eléctrica en América del Norte	3
2. Datos sobre las emisiones	11
3. Centrales eléctricas que operan con combustibles fósiles: información fundamental	41
4. Para mayor información	49
Anexo. Fuentes de información y metodología para los datos de generación de electricidad de las centrales eléctricas canadienses	51
Referencias	57
Referencias del anexo	60

## Lista de gráficas

<b>Gráfica 1.1</b>	Sistema de energía eléctrica de América del Norte	3
<b>Gráfica 1.2</b>	Generación neta y consumo total de electricidad en América del Norte, 2005	4
<b>Gráfica 1.3</b>	Participación de América del Norte en las emisiones mundiales de GEI de acuerdo con las seis categorías del IPCC, 2005	7
<b>Gráfica 1.4</b>	Emisiones de CO <sub>2</sub> per cápita en el sector de generación de energía eléctrica en América del Norte, 1990-2007	9
<b>Gráfica 2.1</b>	Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de SO <sub>2</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México	19
<b>Gráfica 2.2</b>	Emisiones de SO <sub>2</sub> de las cinco centrales con mayores emisiones de cada país	20
<b>Gráfica 2.3</b>	Distribución de las fuentes de emisión de SO <sub>2</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	20
<b>Gráfica 2.4</b>	Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de NO <sub>x</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México	23
<b>Gráfica 2.5</b>	Distribución de las fuentes de emisión de NO <sub>x</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	23
<b>Gráfica 2.6</b>	Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de Hg de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México	26
<b>Gráfica 2.7</b>	Distribución de las fuentes de emisión de Hg atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	27
<b>Gráfica 2.8</b>	Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de PM <sub>2,5</sub> y PM <sub>10</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México	31
<b>Gráfica 2.9</b>	Distribución de las fuentes de emisión de PM <sub>2,5</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	32
<b>Gráfica 2.10</b>	Distribución de las fuentes de emisión de PM <sub>10</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	33
<b>Gráfica 2.11</b>	Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de CO <sub>2</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México	37
<b>Gráfica 2.12</b>	Distribución de las fuentes de emisión de CO <sub>2</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005	37
<b>Gráfica 3.1</b>	Emisiones relativas de contaminantes durante la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles	42
<b>Gráfica 3.2</b>	Evolución natural del carbón con el paso del tiempo	43

## Lista de cuadros

<b>Cuadro 1.1</b>	Concentración de los GEI más abundantes y sus variaciones desde 1998	7
<b>Cuadro 2.1</b>	Resumen informativo sobre el sector canadiense de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005	14
<b>Cuadro 2.2</b>	Resumen informativo sobre el sector mexicano de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005	15
<b>Cuadro 2.3</b>	Capacidad adicional de generación de energía eléctrica en México, 2005	15
<b>Cuadro 2.4</b>	Resumen informativo sobre el sector estadounidense de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005	15
<b>Cuadro 2.5</b>	Resumen de emisiones de partículas del sector estadounidense de generación de energía eléctrica, 2005	16
<b>Cuadro 2.6</b>	Resumen de emisiones per cápita del sector de generación de energía eléctrica en América del Norte, 2005	17
<b>Cuadro 2.7</b>	Emisiones canadienses de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	17
<b>Cuadro 2.8</b>	Emisiones mexicanas de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	18
<b>Cuadro 2.9</b>	Emisiones estadounidenses de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	19
<b>Cuadro 2.10</b>	Emisiones canadienses de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	21
<b>Cuadro 2.11</b>	Emisiones mexicanas de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	22
<b>Cuadro 2.12</b>	Emisiones estadounidenses de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	22
<b>Cuadro 2.13</b>	Emisiones canadienses de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	25
<b>Cuadro 2.14</b>	Emisiones mexicanas de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	25
<b>Cuadro 2.15</b>	Emisiones estadounidenses de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	26
<b>Cuadro 2.16</b>	Emisiones canadienses de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	28
<b>Cuadro 2.17</b>	Emisiones canadienses de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	29
<b>Cuadro 2.18</b>	Emisiones mexicanas de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	29
<b>Cuadro 2.19</b>	Emisiones mexicanas de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	30
<b>Cuadro 2.20</b>	Emisiones estadounidenses de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	30
<b>Cuadro 2.21</b>	Emisiones estadounidenses de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	31
<b>Cuadro 2.22</b>	Emisiones totales y tasas de emisión de los principales GEI generados por centrales eléctricas en América del Norte, 2005	34
<b>Cuadro 2.23</b>	Emisiones canadienses de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	35
<b>Cuadro 2.24</b>	Emisiones mexicanas de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	35
<b>Cuadro 2.25</b>	Emisiones estadounidenses de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)	36
<b>Cuadro 3.1</b>	Combustibles usados por tipo de central eléctrica	42
<b>Cuadro 3.2</b>	Tasas de emisión típicas de diferentes combustibles	44
<b>Cuadro 3.3</b>	Efectos en la salud y ambientales más importantes de los principales contaminantes emitidos por las centrales eléctricas	45



## Siglas, acrónimos y abreviaturas

ADN	ácido desoxirribonucleico
AIE	Agencia Internacional de Energía
AP-42	compilación de factores de emisión de contaminantes atmosféricos de la EPA estadounidense
BTU	unidad térmica británica
CAC	contaminantes atmosféricos de criterio
CCA	Comisión para la Cooperación Ambiental
CCME	Consejo Canadiense de Ministros de Medio Ambiente ( <i>Canadian Council of Ministers of the Environment</i> )
CERR	Reglamento para el Registro Consolidado de Emisiones ( <i>Consolidated Emissions Reporting Rule</i> ), Estados Unidos
CFC	clorofluorocarbonos
CFE	Comisión Federal de Electricidad, México
CH <sub>4</sub>	metano
CO	monóxido de carbono
CO <sub>2</sub>	dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> -eq	dióxido de carbono equivalente
COA	Cédula de Operación Anual, México
COV	compuestos orgánicos volátiles
CRE	Comisión Reguladora de Energía, México
CWS	Normas Pancanadienses ( <i>Canada-Wide Standards</i> )
EACEAN	<i>Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte</i> (informe)
eGRID	Base de Datos Integrada de Recursos de Generación y Emisiones (en inglés: <i>Emissions and Generation Resource Integrated Database</i> ), Estados Unidos
eGRID2007	versión 1.1 de la base de datos eGRID, correspondiente al año 2005 y publicada en enero de 2009
EIA	Administración de Información sobre Energía ( <i>Energy Information Administration</i> ), Estados Unidos
EIAG	Grupo para Inventarios y Análisis de Emisiones ( <i>Emission Inventory and Analysis Group</i> ), EPA de Estados Unidos
EPA	Agencia de Protección Ambiental ( <i>Environmental Protection Agency</i> ), Estados Unidos
ETS/CEM	Sistema de Rastreo y Monitoreo Continuo de Emisiones ( <i>Emissions Tracking System/Continuous Emissions Monitoring</i> ), Estados Unidos
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía ( <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> ), Estados Unidos
GEI	gases de efecto invernadero
GHGRP	Programa de Registro de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero ( <i>Greenhouse Gases Emissions Reporting Program</i> ), Canadá
GWh	gigawatts-hora
Hg	mercurio
HNO <sub>3</sub>	ácido nítrico
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	ácido sulfúrico
INEM	Inventario Nacional de Emisiones de México
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés)

kg	kilogramos
kt	kilotoneladas
kWh	kilowatts-hora
LyFC	Compañía de Luz y Fuerza del Centro, México
MJ	megajoules
Mt	megatoneladas
MW	megawatts
MWh	megawatts-hora
NEI	Inventario Nacional de Emisiones ( <i>National Emissions Inventory</i> ), Estados Unidos
NIH	Institutos Nacionales de Salud ( <i>National Institutes of Health</i> ), Estados Unidos
NO	óxido nítrico
NO <sub>2</sub>	dióxido de nitrógeno
NO <sub>x</sub>	óxidos de nitrógeno [la suma de óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> ), expresada como NO <sub>2</sub> ]
N <sub>2</sub> O	óxido nitroso
NPRI	Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes ( <i>National Pollutant Release Inventory</i> ), Canadá
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PIB	producto interno bruto
PIE	productor independiente de energía (eléctrica)
PCG	potencial de calentamiento global
PM <sub>10</sub>	masa de partículas con un diámetro aerodinámico inferior a 10 micrómetros
PM <sub>2.5</sub>	masa de partículas con un diámetro aerodinámico inferior a 2.5 micrómetros
ppmm	partes por mil millones
ppm	partes por millón
PS	partículas suspendidas
PST	partículas suspendidas totales
SCIAN	Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte
Semarnat	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México
Sener	Secretaría de Energía, México
SO <sub>2</sub>	dióxido de azufre
SO <sub>3</sub>	trióxido de azufre
SO <sub>x</sub>	óxidos de azufre
t	toneladas ( <i>toneladas métricas</i> , a menos que se indique lo contrario)
Tg	teragramos
TWh	terawatts-hora
°C	grados centígrados

## Tablas de conversión útiles

Energía				
Unidad básica	joule	J		
Consumo de electricidad	watts-hora	Wh	3600	J
Sistema de unidades británicas	unidad térmica británica	Btu	1,055.056	J
Masa				
Unidad básica	gramo	g		
Tonelada métrica	tonelada	t	1,000,000	g
Energía eléctrica				
Unidad básica	watt	W	1	J/s

Prefijos comunes de unidades		Multiplicar por
k	kilo	$1 \times 10^3$
M	mega	$1 \times 10^6$
G	giga	$1 \times 10^9$
T	tera	$1 \times 10^{12}$
Potencial de calentamiento global		CO <sub>2</sub> equivalente
CO <sub>2</sub>	dióxido de carbono	1
CH <sub>4</sub>	metano	21
N <sub>2</sub> O	óxido nitroso	310

Por lo general, las emisiones de gases de efecto invernadero se registran y expresan como masa equivalente de CO<sub>2</sub>, es decir, la cantidad equivalente de CO<sub>2</sub> que se necesitaría para producir un efecto de calentamiento similar en un periodo de cien años. El valor de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>-eq) de una emisión se calcula, por lo tanto, multiplicando la cantidad de gas emitida por su potencial de calentamiento global (PCG) asociado. Por ejemplo, el PCG a cien años para el metano (CH<sub>4</sub>) es 21, de manera que una emisión de tres toneladas (3 t) de metano equivaldrá a  $21 \times 3 \text{ t} = 63 \text{ t CO}_2\text{-eq}$ .

**Interconector de red de Sharyland Utilities,**  
que permite el intercambio de energía eléctrica entre la red de suministro de Texas y la red nacional de transmisión de México.





# Introducción

El sector de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles es un componente importante de la economía de América del Norte y provee un producto primario indispensable. Sin embargo, este sector es también uno de los principales emisores de sustancias contaminantes a la atmósfera en la región, incluidos contaminantes atmosféricos de criterio como el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y las partículas suspendidas, y gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono y el metano. Dependiendo del combustible usado, las centrales eléctricas también pueden emitir metales en niveles traza como el mercurio. Hoy es creciente la preocupación en relación con los efectos de estos contaminantes en nuestro medio ambiente a escalas tanto local como mundial.

Cada uno de los tres países de América del Norte posee un perfil único respecto al régimen de propiedad —pública o privada— de las centrales de generación eléctrica, la combinación de tecnologías de generación y las diferencias en la disponibilidad y uso de combustibles. También hay interdependencias entre los tres países y a su interior, no sólo en cuanto a las importaciones y exportaciones de electricidad para satisfacer la demanda energética, sino también en lo concerniente a la producción y gestión de las emisiones de las centrales eléctricas.

A causa de estas interdependencias, las comunidades y los gobiernos de toda América del Norte pueden beneficiarse de la adopción de un enfoque regional y del análisis conjunto de formas para minimizar la contaminación causada por este sector. La directriz de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) en el sentido de promover un mayor intercambio de información ambiental de interés para la región motivó la adopción de la Resolución de Consejo 01-05 (29 de junio de 2001), con objeto de fomentar la comparabilidad de los inventarios de emisiones atmosféricas en el subcontinente. En dicha resolución, el Consejo encomendó a la CCA la elaboración de informes periódicos en los que se presentara un resumen de la información de acceso público contenida en los inventarios de emisiones atmosféricas de América del Norte, incluidos los gases de efecto invernadero. En su Declaración Ministerial de 2007, el Consejo de la CCA reiteró esta directriz.

En 2004 se publicó el primer informe *Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte* (EACEAN) [1], en el que se compilaron datos de acceso público sobre contaminantes atmosféricos de criterio (CAC) emitidos por las centrales eléctricas de América del Norte para el año de referencia 2002. Ese informe representó un hito para América del Norte en el proceso de apoyo a la toma de decisiones

trinacional a fin de fortalecer los vínculos en materia de energía entre los tres países. El presente informe da continuidad a esta labor permanente de la CCA. Su propósito es ofrecer, de manera sucinta, información actualizada de acceso público sobre la emisión de determinados contaminantes atmosféricos y gases de efecto invernadero de centrales que queman combustibles fósiles para generar electricidad en América del Norte, con miras a mejorar los datos recabados y aumentar tanto la comparabilidad como la divulgación de la información ambiental a escala regional.

El año más reciente para el que se dispuso de información de los tres países en el momento de redactar este documento fue 2005; por consiguiente, toda la información presentada corresponde a 2005, a menos que se especifique lo contrario. Sólo se incluye información pública sobre la capacidad instalada de las centrales, la generación de electricidad, las tecnologías aplicadas y los combustibles usados; cuando no hay datos disponibles y es posible, se presentan estimaciones basadas en datos públicos indirectos. El alcance y el nivel de información de este documento han aumentado respecto al informe publicado en 2004, gracias a la reciente disponibilidad de datos públicos sobre emisiones de metano ( $\text{CH}_4$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) y partículas suspendidas (PS). Todos estos son datos que no estuvieron disponibles para el informe anterior, que se limitó al análisis de datos sobre emisiones de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), mercurio (Hg) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). El presente informe abarca también un mayor número de instalaciones que el EACEAN 2004, por lo que ahora se ofrece un panorama más completo de la participación de cada país de América del Norte en las emisiones atmosféricas procedentes de centrales eléctricas. El lector podrá encontrar datos sobre la operación y las emisiones de las centrales estudiadas en este informe en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

Mediante la presentación y análisis de los datos disponibles más recientes sobre las fuentes, los tipos y las cantidades de contaminantes generados en cada uno de los tres países, este informe puede ayudar a mejorar nuestros conocimientos sobre las emisiones de las centrales eléctricas de América del Norte y sus efectos en el medio ambiente y la salud a escala regional, así como sustentar el proceso de toma de decisiones para reducir y prevenir la contaminación causada por este sector.

# 1. El sistema de energía eléctrica en América del Norte

## 1.1. Organización y estructura

En términos generales, el sistema de energía eléctrica en América del Norte está compuesto por tres etapas o subsistemas principales: generación, transmisión y distribución (véase la **gráfica 1.1**). La generación es el proceso mediante el cual se produce electricidad a partir de otros tipos de energía o procesos que liberan energía. La transmisión consiste en conducir la energía eléctrica de las centrales a las áreas de distribución. La distribución comprende el sistema local de líneas de transmisión de bajo voltaje, subestaciones y transformadores que alimentan de electricidad a los consumidores finales. Una fracción de la electricidad generada se pierde durante los procesos de transmisión y distribución.

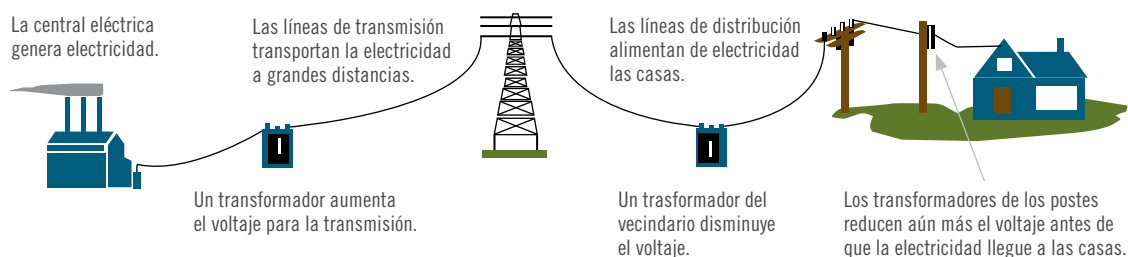
La mayor parte de las emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio (CAC) derivadas del sistema de energía eléctrica de América del Norte se produce durante la etapa de generación. La electricidad se genera a partir de distintas fuentes de energía. Las tecnologías de generación nuclear e hidroeléctrica son limpias en cuanto a emisiones atmosféricas. El caso de Canadá es

excepcional en este sentido, dado su enorme potencial hidrológico, lo cual explica que su sector de generación de electricidad emita menos CAC que los otros dos países. Sin embargo, la generación de energía eléctrica por medio de estas tecnologías limpias es insuficiente para satisfacer la demanda, por lo que se requieren procesos de quema de combustibles fósiles.

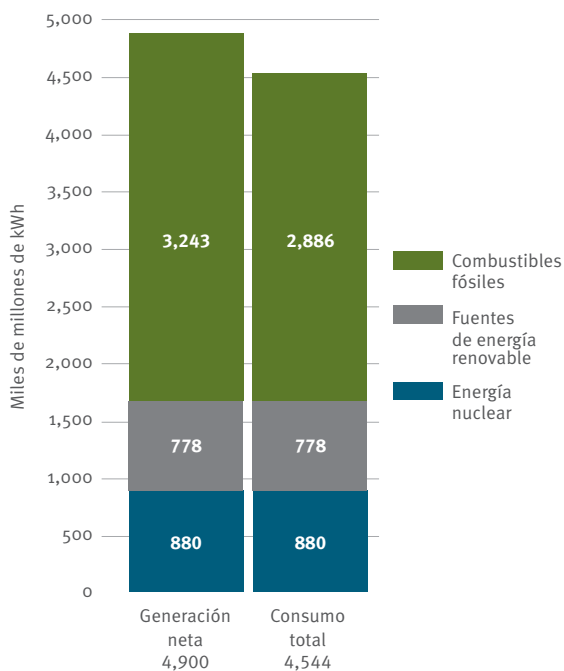
En la **gráfica 1.2** se observa que la generación de las centrales nucleoelectricas e hidroeléctricas en América del Norte representa apenas un tercio de la generación total de la región y que el resto corresponde a centrales que operan a base de combustibles fósiles. De acuerdo con estudios de la OCDE y la Agencia Internacional de Energía (AIE), los combustibles fósiles son la principal fuente de energía usada para la generación de electricidad en América del Norte [3, 4].

Entre los tipos de combustible fósil de uso común en las centrales eléctricas de América del Norte figuran el carbón, el combustóleo (véase el apartado 3.2.2) y el gas natural, junto con “otros combustibles”, como el gas licuado de petróleo (gas LP), el diésel y el coque. Cada país usa estos combustibles en proporciones variables,

**Gráfica 1.1** Sistema de energía eléctrica en América del Norte [2]



**Gráfica 1.2** Generación neta y consumo total de electricidad en América del Norte, 2005



Nota: Gráfica generada a partir de datos tomados de [5].

dependiendo de factores como su disponibilidad y la infraestructura para la generación eléctrica, entre otros. En el capítulo 3 se presentan detalles adicionales sobre las características de estos combustibles fósiles.

La tecnología actual para convertir en electricidad la energía almacenada en los combustibles fósiles se basa esencialmente en la quema del combustible. Es en este proceso de combustión que los contaminantes atmosféricos se generan. El tipo y el volumen de las emisiones contaminantes dependen de cómo se queman los combustibles, del combustible utilizado y de la manera en que la energía liberada durante el proceso de combustión se transforma en electricidad. En América del Norte se usan diferentes sistemas de generación de electricidad; los más comunes son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna, así como también las unidades de ciclo combinado y los sistemas de cogeneración (producción combinada de energía térmica y eléctrica). En el capítulo 3 se describen con mayor detalle estas tecnologías y se presenta información sobre las tecnologías disponibles para controlar la contaminación ocasionada por las centrales eléctricas.

### 1.1.1 Canadá

En 2005, la infraestructura eléctrica canadiense se encontraba en gran medida bajo jurisdicción provincial [6] e incluía los procesos de generación, transmisión y distribución. Las autoridades provinciales ejercían su jurisdicción por medio de empresas de servicios públicos “de la Corona”<sup>1</sup> y de las respectivas entidades reguladoras provinciales. Tradicionalmente el suministro de la electricidad ha correspondido a empresas de servicios públicos eléctricos de integración vertical, muchas veces propiedad de los gobiernos provinciales y con derechos exclusivos, de monopolio. Sin embargo, a finales de los años noventa, la estructura de la industria se modificó porque la mayoría de las provincias empezaron a separar las funciones de generación, transmisión y distribución en diferentes organizaciones. Algunas provincias incluso permitieron la participación del sector privado, otorgando autorizaciones a productores independientes de energía eléctrica.

En el orden federal, en 2005 el Consejo Nacional de Energía (*National Energy Board*) de Canadá tenía jurisdicción sobre las exportaciones de electricidad, las líneas de transmisión internacionales y ciertas líneas interprovinciales designadas, mientras que la Comisión Canadiense de Seguridad Nuclear (*Canadian Nuclear Safety Commission*) tenía autoridad sobre el sector de la energía nuclear. El gobierno federal apoyaba la investigación, desarrollo y comercialización de nuevas tecnologías, incluida la nuclear.

La mayor parte de la electricidad se generaba en centrales hidroeléctricas o en centrales nucleoelectricas y termoeléctricas, estas últimas alimentadas con combustibles fósiles como carbón, combustóleo y gas natural. En 2005, el número total de centrales eléctricas que operaban en Canadá ascendía a 979, de las cuales 503 eran plantas hidroeléctricas; 419, centrales termoeléctricas convencionales; 49, instalaciones eólicas; 7, centrales nucleares, y una era una planta mareomotriz. Durante muchos años, Canadá fue el mayor productor mundial de energía hidroeléctrica; hacia 2005, con acceso a alrededor de 7% del caudal total de agua en el mundo [7], ocupaba el segundo lugar en generación hidroeléctrica, después de China. Asimismo, ese año Canadá figuró entre los diez mayores productores de electricidad del orbe, al contribuir con 3.4% de la producción mundial [8].

1. El término empresas de servicios públicos “de la Corona” se refiere a las plantas propiedad de los gobiernos federal o provinciales estructuradas como empresas privadas o independientes. En comparación con los departamentos o dependencias gubernamentales, estas empresas gozan de mayor autonomía y están menos sujetas a un control político directo.

De acuerdo con cifras de la Dirección General de Estadística de Canadá (*Statistics Canada*) [9, 10], entre 2002 y 2005 la capacidad instalada total del país aumentó 5.7%, para llegar a 121,482 MW, mientras que la generación neta de electricidad sólo creció 4% y ascendió a 604,500 GWh. La hidroelectricidad continuó siendo el principal modo de generación eléctrica en Canadá en 2005 (358,446 GWh, es decir, 59% del total nacional), seguida por las centrales convencionales de vapor (130,320 GWh, o 21.5%) y por fuentes nucleares (86,830 GWh, o 14%). Por lo tanto, aproximadamente 74% de la electricidad generada en Canadá en 2005 se obtuvo mediante procesos sin emisiones atmosféricas contaminantes [9, 10].

Respecto del 21.5% de la electricidad total generada ese año en Canadá por centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles, el carbón predominó como combustible utilizado, seguido por el gas natural y el combustible líquido, con 66.4, 21.8 y 7.8 por ciento, respectivamente [9].

De 2002 a 2005, mientras que la producción de las centrales termoeléctricas convencionales a base de vapor decreció 8.0%, la producción de centrales hidroeléctricas y nucleoeeléctricas aumentó 3.5 y 21.9 por ciento, respectivamente. En 2005, las provincias de Quebec y Ontario, en conjunto, contribuyeron con alrededor de 56% de la generación total de energía eléctrica en Canadá [9, 10].

### 1.1.2 México

A diferencia de Canadá, en 2005 la infraestructura eléctrica en México estaba sujeta a la jurisdicción federal, controlada por dos empresas paraestatales: la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC). Ambas empresas realizaban actividades similares —generación, transmisión y distribución de electricidad—, pero la segunda daba servicio a la región central del país, incluidos el Distrito Federal, el Estado de México y algunos municipios de Morelos, Tlaxcala y Puebla, mientras que la primera atendía al resto del territorio mexicano.

Ya desde 1992 se había autorizado la inversión privada en el sector de generación de electricidad; sin embargo, el primer productor independiente de energía (PIE) empezó a operar apenas en junio de 2000 [11]. Estos productores independientes debían vender su producción a la CFE o bien exportarla, toda vez que no se les autorizó vender electricidad directamente a los consumidores finales. Así, en conjunto, la CFE, LyFC y los PIE integraban el sistema público de la electricidad, mientras que el sector privado sólo abarcaba el autoabasto y la generación en pequeña escala ( $\leq 30$  MW) [12]. En el

sitio web de la CCA, <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>, se puede consultar una lista de las centrales eléctricas autorizadas para operar en 2005 por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En 2005, la infraestructura pública para la generación de energía eléctrica constaba de 173 centrales (CFE, LyFC y PIE), con una capacidad instalada total de 46,534 MW, dividida de la siguiente manera: 27.8% correspondía a centrales a base de combustible o gas; 28.5%, a sistemas de ciclo combinado; 22.6%, a hidroeléctricas; 5.6%, a carboeléctricas; 4.5%, a centrales duales; 2.9%, a tecnología nuclear; 2.1% a centrales geotérmicas; 6%, a turbinas de combustión y combustión interna (véase el capítulo 3 para una descripción de las tecnologías de generación eléctrica que usan combustibles fósiles), y un porcentaje muy menor a energía eólica (viento). De acuerdo con datos oficiales de la Secretaría de Energía (Sener) [13, 14], casi 18% de la capacidad instalada del sector público era propiedad de productores independientes, lo que equivale a 13.2% más que en 2002. La mayor parte de este incremento se debe a la construcción de nueve centrales por parte de los PIE. El total de la capacidad instalada nacional, que incluye a los sectores público y privado, ascendió en 2005 a 53,858 MW, de los cuales 69.5 y 1.6 por ciento eran propiedad de la CFE y LyFC, respectivamente, en tanto que 15.3% correspondía a los PIE. En el sector privado, el autoabasto, la cogeneración y las exportaciones representaron 7.3, 2.8 y 2.5 por ciento, respectivamente. En este informe sólo se toma en consideración al sector público porque los datos de la mayoría de las centrales privadas no suelen notificarse con detalle ante las autoridades.

En 2005, la generación bruta de energía eléctrica fue de 248,079 GWh [14], de los cuales 69.2% correspondió a la CFE y LyFC, conjuntamente; 19.1%, a los PIE; 5.8%, al autoabasto; 2.9%, a la cogeneración; 2.5%, a la exportación, y 0.6%, a otros. En términos netos, la generación de energía eléctrica del sector público se ubicó en 208,379 GWh [14]. Ahora bien, ya para ese año los concesionarios privados de autoabasto y cogeneración habían aumentado su participación en la producción general y eran propietarios de un porcentaje importante de la capacidad instalada dentro del sistema eléctrico nacional.

En 2005, la generación de energía eléctrica en México aún dependía de los combustibles fósiles, que contribuían con aproximadamente 72.4% de la producción total (de ese porcentaje, alrededor de 43.2% se generaba por medio de la quema de gas natural; 32.7%, de la quema de combustible líquido, y el resto, de la quema de carbón y otros combustible [sobre todo diésel]).

### 1.1.3 Estados Unidos

La industria estadounidense de la energía eléctrica se compone principalmente de empresas eléctricas “tradicionales”, entidades jurídicas que, junto con las instalaciones de distribución, tienen el propósito central de suministrar electricidad a la ciudadanía. Las empresas eléctricas pueden ser municipales, estatales, federales o propiedad de inversionistas, así como cooperativas rurales de electricidad. El sector eléctrico de Estados Unidos también abarca a participantes no-tradicionales, como los proveedores de servicios de energía, los comercializadores de energía eléctrica, los productores independientes de energía eléctrica y las centrales de ciclo combinado de energía térmica y eléctrica.

En 2005 había 3,133 empresas eléctricas y 2,800 participantes no-tradicionales, que en conjunto operaban un total de 16,807 unidades generadoras de electricidad, 81.42% de las cuales correspondían al sector de energía eléctrica —es decir, empresas eléctricas y productores independientes de energía eléctrica— y el resto al sector de ciclo combinado de energía térmica y eléctrica. Ambos sectores representaban una capacidad instalada total de 1,067,010 megawatts [15, 16].

De acuerdo con datos del Departamento de Energía de Estados Unidos (*US Department of Energy*) [15, 16], se estima que la generación neta de electricidad aumentó 4.8% de 2002 a 2005, para llegar a 4.055 billones de kWh. La tasa anual promedio de aumento para el periodo de 12 años comprendido entre 1994 y 2005 fue de 2%. En ese mismo periodo, alrededor de 20% de la generación total de electricidad provenía de nucleoelectricas, mientras que de 65 a 68 por ciento de la generación neta total se producía en centrales carboeléctricas y de gas natural. La contribución de la electricidad generada mediante gas natural creció de 14.2% del total en 1994 a 18.7% en 2005, mientras que en el mismo periodo la participación de la generación carboeléctrica se redujo de 52.1 a 49.7 por ciento. La menor contribución de la generación carboeléctrica se debe a que en ese periodo las adiciones en la capacidad instalada correspondieron preferencialmente a unidades a base de gas natural, en especial desde 2000.

La generación neta de las centrales hidroeléctricas pasó de 256 mil millones de kWh en 2002 a 270 mil millones de kWh en 2005 [15, 16]. No obstante, a pesar de este aumento de 5.46%, la generación hidroeléctrica en 2005 fue menor que el pico registrado en la década anterior, cuando llegó a 356 mil millones de kWh en 1997. La producción hidroeléctrica relativamente baja

se ha atribuido a las graves sequías que asolaron el oeste de Estados Unidos de 1999 a 2004 [17]. Otras fuentes de energía renovable (generación por biomasa, eólica, geotérmica y solar) representaron 2.3% de la producción eléctrica total. De la electricidad generada por todas las fuentes de energía renovable combinadas, la mayor parte correspondió a la biomasa, en tanto que la participación de la generación eólica ascendió a 17.8 mil millones de kWh (casi 19%).

Los combustibles derivados de la destilación del petróleo contribuyeron en 2005 con 3% de la capacidad de generación eléctrica de Estados Unidos al producir 123 mil millones de kWh, mientras que la generación a partir de otros combustibles gaseosos (por ejemplo, gas de refinería, gas de altos hornos) y otras fuentes diversas representó el resto.

En resumen, la capacidad de generación carboeléctrica, nucleoeeléctrica e hidroeléctrica en Estados Unidos se mantuvo relativamente sin cambios durante la década que finalizó en 2005, en tanto que la capacidad instalada para gas natural y otras fuentes de energía renovable registró un aumento considerable.

---

## 1.2 Las centrales eléctricas de América del Norte y sus efectos

### 1.2.1 Cambio climático

El clima de nuestro planeta ha sufrido numerosos cambios con el paso del tiempo: se tienen documentadas desde eras glaciares hasta periodos interglaciares más cálidos (como el actual). Sin embargo, el periodo de calentamiento más rápido que se ha observado es el de décadas recientes, de modo que los científicos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) [18, 19] han determinado en más de 90% las probabilidades de que la mayor parte del calentamiento actual obedezca a aumentos en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por actividades humanas, con el consecuente incremento en las temperaturas mundiales promedio y sus graves efectos en el clima terrestre.

Datos registrados por el IPCC muestran que la concentración de CO<sub>2</sub> atmosférico ha crecido de un valor anterior a la era industrial de aproximadamente 280 ppm a alrededor de 379 ppm en 2005 (véase el **cuadro 1.1**), siendo las emisiones de la quema de combustibles fósiles la principal fuente de este gas de efecto invernadero. El sector de la energía es crucial a este respecto, pues

**Cuadro 1.1** Concentración de los GEI más abundantes y sus variaciones desde 1998

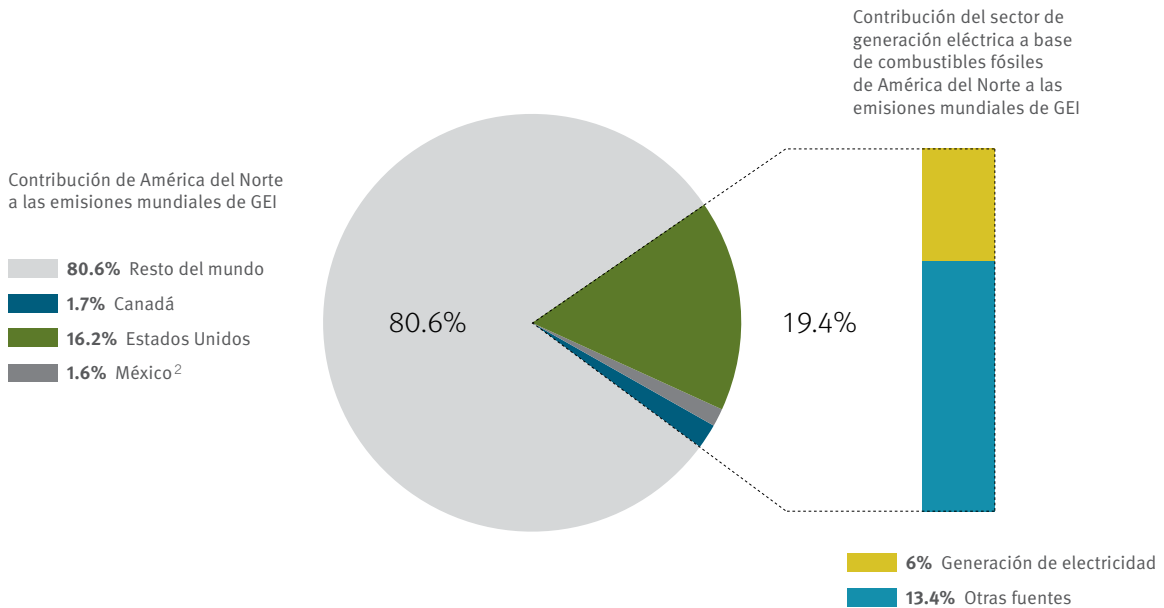
GEI	Concentración en 2005	Cambio en la concentración desde 1998
CO <sub>2</sub>	379 ± 0.65 ppm	+ 13 ppm
CH <sub>4</sub>	1,774 ± 1.8 ppmm	+ 11 ppmm
N <sub>2</sub> O	319 ± 0.12 ppmm	+ 5 ppmm

da cuenta de más de 60% [20] de las emisiones mundiales de GEI. Como se indica en el apartado 3.3.5, este sector genera emisiones de todos los principales GEI, en particular de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso, durante todo el ciclo de vida del combustible, desde su extracción hasta su quema. Las emisiones de GEI también dependen de factores externos como la condiciones meteorológicas, el crecimiento económico y los precios de los combustibles, entre otros.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) [8], en 2005 Estados Unidos era el mayor

generador mundial de emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles, mientras que Canadá y México ocupaban el séptimo y el decimosegundo lugar, respectivamente. Por lo tanto, América del Norte era uno de los principales emisores del mundo de gases de efecto invernadero. En la **gráfica 1.3** se observa que la contribución de América del Norte a las emisiones mundiales de GEI fue de 19.4% ese año. Canadá y México dieron cuenta cada uno de menos de 2%, en tanto que 16% correspondió a Estados Unidos. Ese mismo año, las emisiones de GEI procedentes de la generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles en la región constituyeron 6% de las emisiones mundiales de GEI. Los datos a partir de los cuales se elaboró esta gráfica se compilaron con base en las seis principales categorías definidas por el IPCC (energía, procesos industriales, uso de solventes, agricultura, cambio de uso de suelo y silvicultura, y desechos) y en el cálculo global de emisiones de GEI del Instituto de Recursos Mundiales [21].

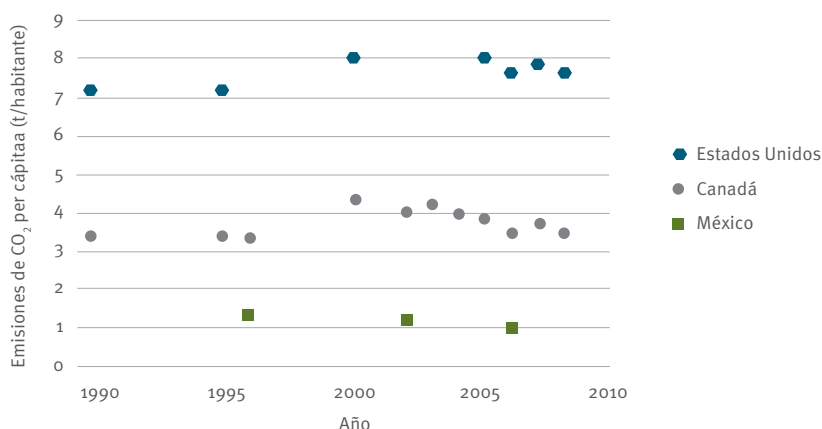
**Gráfica 1.3** Participación de América del Norte en las emisiones mundiales de GEI de acuerdo con las seis categorías del IPCC, 2005



*Nota:* Seis por ciento de las emisiones mundiales de GEI procedieron de la generación de electricidad a base de combustibles fósiles en América del Norte. Gráfica elaborada con datos de los inventarios nacionales de GEI [22, 23, 24] y estimaciones del Instituto de Recursos Mundiales [21].

2. Los datos para México corresponden a 2006 (véase la nota 4).

**Gráfica 1.4** Emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita en el sector de generación de energía eléctrica en América del Norte, 1990-2007



La **gráfica 1.4** muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita procedentes de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles en América del Norte para el periodo 1990-2007. Los datos sobre emisiones con los que se elaboró esta gráfica se tomaron de los informes generados por los inventarios de emisiones de GEI de cada país [22, 23, 24]. Se observa una tendencia ligeramente a la baja en los tres países a partir del año 2000, aunque los datos también sugieren que tales emisiones se incrementaron entre 1990 y 2000. Los valores de las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> calculados con base en los datos de 2005 que se usaron para el presente informe fueron de 3.75, 8.07 y 1.12 t/habitante para Canadá, Estados Unidos y México, respectivamente, lo cual se apega bastante a los valores obtenidos de los inventarios nacionales e indicados en la gráfica.

### 1.2.2 Canadá

En el periodo de 1990 a 2005, el total de emisiones nacionales de GEI aumentó 23.5% [22]. En 2005, Canadá generó sólo 2% del total de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, pero fue uno de los principales emisores de GEI per cápita con 22.7 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq por habitante. No obstante, entre 2004 y 2005 se observó una leve reducción de 1.3% en las emisiones canadienses de GEI. De todos los gases de efecto invernadero, el CO<sub>2</sub> representó la mayor parte de las emisiones provenientes de todas las fuentes en Canadá (78% del total) [22].

Al igual que en Estados Unidos y México, las actividades relacionadas con la energía —tales como las fuentes fijas de combustión, el transporte, la minería y las actividades de exploración de petróleo y gas—

generaron, con mucho, la mayor parte de las emisiones de GEI en Canadá, con 81% del total. La generación de electricidad (incluidas tanto las empresas de servicios públicos como la generación para cubrir las necesidades del sector industrial) dio lugar a 17% del total de emisiones de GEI. Más de 99% de estas emisiones correspondieron a CO<sub>2</sub> [22]. En 2005, las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita del sector fueron de 3.85 t/habitante (véase la **gráfica 1.4**), mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación con el producto interno bruto (PIB) fueron de 110 g/\$EU.<sup>3</sup>

### 1.2.3 México

De 1990 a 2006, las emisiones mexicanas de GEI aumentaron alrededor de 40%, a una tasa anual promedio de 2.1%. Tanto en 2005 como en 2006,<sup>4</sup> México ocupó el decimosegundo lugar mundial en emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de procesos de quema de combustibles [8]. Como se indica en la **gráfica 1.3**, la participación mexicana en las emisiones mundiales de GEI fue similar a la de Canadá. En 2006, las emisiones mexicanas de GEI per cápita fueron de aproximadamente 6.76 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq por habitante, para un total de 709 Mt CO<sub>2</sub>-eq [23], de las cuales 69.5% fueron emisiones de CO<sub>2</sub>. Las actividades relacionadas con la energía fueron la principal fuente de emisiones de GEI (60.7% del total); de ese porcentaje de emisiones, 26.1% correspondió al sector de genera-

3. PIB considerado a precios actuales, paridades del poder adquisitivo (PPA) actuales, dólares estadounidenses (\$EU) de 2005. OCDE, <<http://stats.oecd.org/Index.aspx>> (consulta realizada el 18 de febrero de 2011).

4. En este apartado se usan estadísticas correspondientes a 2006 porque no hay datos específicos disponibles para 2005 en la Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [23].



ción de electricidad. Dentro del sector de la energía, el transporte y la generación de energía eléctrica fueron los principales emisores de CO<sub>2</sub>, con una participación de 27.2 y 22.8 por ciento de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, respectivamente [23]. El CO<sub>2</sub> representó 99.8% de las emisiones de GEI procedentes del sector de generación eléctrica. Las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita del sector ascendieron a 1.07 t/habitante (véase la **gráfica 1.4**), en tanto que las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación con el PIB fueron de 78 g/\$EU.<sup>5</sup>

#### 1.2.4 Estados Unidos

En el periodo 1990-2005, las emisiones de GEI en Estados Unidos se incrementaron alrededor de 16%, para colocar a este país a la cabeza de los principales emisores del mundo, con más de 16% de las emisiones mundiales de GEI [21, 24]. Tal crecimiento en las emisiones estadounidenses de GEI había sido constante desde 1990 (en promedio, 1.5% anual), pero a partir de 2000 se registró una desaceleración notable, al aumentar sólo 2% en los cinco años transcurridos de 2000 a 2005, lo cual al parecer puede asociarse con una inversión en las tendencias de emisión de los sectores industrial y de transporte.

En 2005, las emisiones estadounidenses de GEI per cápita fueron de 23.8 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq por habitante. Del total de emisiones de GEI ese mismo año, el CO<sub>2</sub> representó 85.6%. Responsable de 21% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> atribuibles a la quema de combustibles en 2005, Estados Unidos es el principal emisor mundial de CO<sub>2</sub> [8].

La mayor parte de las emisiones totales de GEI producidas en el país provinieron de actividades relacionadas con la energía (86.7% del total). El subsector de genera-

ción de energía eléctrica representó 39.1% de las emisiones de GEI del sector de energía, de modo que poco más de un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero en Estados Unidos fueron consecuencia de la generación de electricidad. Este sector originó 39.3% de las emisiones nacionales de CO<sub>2</sub> [24], mismas que representan 99.4% de las emisiones totales de GEI del sector. En 2005, las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita y por PIB de la generación de electricidad ascendieron a 8.01 t/habitante (véase la **gráfica 1.4**) y 191 g/\$EU, respectivamente.<sup>6</sup>

#### 1.2.5 Otros efectos

En el apartado 3.2, la **gráfica 3.1** muestra que, dependiendo del tipo de combustible quemado, las centrales eléctricas que usan combustibles fósiles pueden emitir otros contaminantes además de los GEI. Éstos incluyen contaminantes atmosféricos de criterio como óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas suspendidas; metales pesados, y otros contaminantes que no aparecen en la gráfica, como compuestos orgánicos volátiles (COV), compuestos orgánicos semivolátiles, compuestos orgánicos condensables y ciertos compuestos halogenados. Estos contaminantes pueden tener diversos efectos en el medio ambiente y la salud humana (entre otros, generación de esmog, lluvia ácida y neblina regional, así como enfermedades respiratorias).

El mercurio —metal pesado— es una sustancia tóxica persistente y bioacumulable (STPB) que está presente de manera natural en el carbón. Las emisiones atmosféricas de mercurio se relacionan con varias consecuencias serias para el medio ambiente y los seres humanos (en la apartado 3.3 se ofrece una descripción más detallada).

5. PIB considerado a precios actuales, paridades del poder adquisitivo (PPA) actuales, dólares estadounidenses (\$EU) de 2005. OCDE, <<http://stats.oecd.org/Index.aspx>> (consulta realizada el 18 de febrero de 2011).

6. *Idem*.



AGUA DESTILADA U12  
CAP. 100 M<sup>3</sup>

AGUA DE CONDENSADOS U1  
CAP. 416 M<sup>3</sup>

**CFE** Corporación Financiera Estatale  
Sistema Integral de Gestión  
Certificación en México  
ISO 9001, ISO 14001 y NORMA SASI-001

**CFE** Corporación Financiera Estatale  
Departamento del Sistema Integral de Gestión

**Objetivo:** Establecer un sistema de gestión que permita mejorar el desempeño de la organización en los aspectos de calidad, medio ambiente y seguridad.

**Alcance:** Este sistema de gestión aplica a todas las actividades de la organización que tienen un impacto significativo en los aspectos de calidad, medio ambiente y seguridad.

**Política:** Mejorar los resultados de los procesos de la organización en los aspectos de calidad, medio ambiente y seguridad, asegurando la satisfacción de los clientes y el cumplimiento de los requisitos legales y contractuales.

**Compromiso:** El compromiso de todos los empleados de la organización es esencial para el éxito de este sistema de gestión.

**Principios:**

- Respetar y controlar los riesgos que afectan la seguridad de los trabajadores involucrados.
- Mantener un alto nivel de integridad, honestidad y ética en todas las actividades.
- Promover la innovación y el aprendizaje continuo.

**Requisitos:** Este sistema de gestión cumple con los requisitos de la Norma SASI-001.

## 2. Datos sobre las emisiones

### 2.1 Fuentes de información

En términos generales, los datos se recopilan mediante los inventarios nacionales de emisiones. Sin embargo, en tales inventarios normalmente no se publican otros parámetros propios del sector de generación eléctrica, mismos que se tomaron de diversas fuentes, que van desde los ministerios de energía o estadísticas de cada país hasta información pública disponible por medio de las compañías de electricidad. En el caso de algunas centrales, por ejemplo, las de cogeneración (cuyo principal propósito no es abastecer la red de electricidad, sino el autoabasto), los valores de generación eléctrica registrados no corresponden a los datos sobre emisiones informados. Toda la información utilizada para este informe procede de fuentes de información pública. El primer informe de esta serie, para el año 2002, estuvo limitado por la escasez de información de México y Canadá. En Canadá, el registro de emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio (CAC) fue obligatorio por primera vez para el año 2002 en el marco del Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes (*National Pollutant Release Inventory*, NPRI), mientras que el Inventario Nacional de Emisiones de México (INEM) se publicó por vez primera con datos correspondientes a 1999, pero no hubo una actualización para 2002. Cada país tiene diferentes mecanismos para recolectar datos, que están en constante evolución y mejoramiento. Por consiguiente, hubo más información disponible para la elaboración de este informe, según se describe en los siguientes subapartados.

#### 2.1.1 Canadá

El Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes (*National Pollutant Release Inventory*, NPRI), [25] del ministerio de Medio Ambiente de Canadá (*Environment Canada*), recolecta datos sobre emisiones y transferencias de contaminantes, además de compilar y presentar

resúmenes y tendencias generales de emisiones para CAC, con base en los datos notificados por las propias centrales y los cálculos de emisiones para otras fuentes. Hay resúmenes generales de emisiones para los siguientes contaminantes atmosféricos de criterio: partículas suspendidas (totales [PS],  $PM_{10}$  y  $PM_{2.5}$ ), dióxido de azufre ( $SO_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ : la suma de  $NO$  y  $NO_2$ , expresada como  $NO_2$ ), compuestos orgánicos volátiles (COV) y monóxido de carbono (CO). El NPRI también contiene información sobre varias sustancias tóxicas persistentes y bioacumulables (STPB), así como metales, incluido el mercurio.

En Canadá, las centrales tienen la obligación de notificar sus emisiones de CAC al NPRI en caso de que las emisiones de determinado contaminante excedan el umbral de registro especificado. Los umbrales de registro para los CAC se publicaron en 2002, y seguían vigentes en 2005: 20 toneladas (emisiones a la atmósfera) para  $CO$ ,  $NO_x$ ,  $SO_2$  y PS (partículas suspendidas totales); 10 toneladas para COV, y 0.5 y 0.3 toneladas para  $PM_{10}$  y  $PM_{2.5}$ , respectivamente. La expectativa era que estos requisitos de registros cubrieran 90% de todas las instalaciones [26]. El umbral para mercurio y sus compuestos se fijó en cinco kilogramos y se aplicó no sólo a las emisiones atmosféricas, sino también a la producción, procesamiento o cualquier otro uso de la sustancia.

Los datos de emisiones para gases de efecto invernadero (GEI) no se incluyen en el NPRI. Los datos de emisiones de GEI por central se recopilan mediante el Programa de Registro de Emisiones de Efecto Invernadero (*Greenhouse Gases Emissions Reporting Program*, GHGRP) [27], establecido en 2004 en Canadá y que obligaba a presentar registros a todas las centrales con emisiones de más de 100 kt  $CO_2$ -eq de GEI al año (en 2009, el umbral de registro del GHGRP se redujo a 50 kt  $CO_2$ -eq de GEI anuales [28]).

Otra importante fuente de información es la Dirección General de Estadística de Canadá (*Statistics*

Canada), dependencia gubernamental que publica informes periódicos sobre generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con información valiosa sobre las tecnologías aplicadas, la capacidad instalada y la distribución geográfica de las centrales generadoras. De uno de estos informes [29] se extrajeron valores totales provinciales y nacionales relativos a la generación de electricidad, el uso de combustibles y las emisiones de GEI.

En el caso de varias instalaciones, se obtuvieron datos anuales sobre generación de energía eléctrica por central directamente de los informes anuales de las compañías matrices, de sus informes sobre desempeño ambiental o bien de otros documentos corporativos de acceso público (véase el anexo para obtener referencias más detalladas).

En Canadá la electricidad también se produce mediante cogeneración. De este modo, la electricidad se puede generar en centrales que no se destinan exclusivamente a este propósito. En 2005 había numerosas centrales que aprovechaban la mayor eficiencia obtenida mediante procesos como el ciclo combinado para producir la energía térmica y eléctrica que requieren e incluso devolver una parte a la red. Por consiguiente, varios productores de electricidad están clasificados dentro de categorías industriales distintas del código 221112 del SCIAN, que corresponde a “generación de electricidad con combustible fósil”. No obstante, para este informe se consideraron sólo 189 centrales clasificadas con ese código.

Las cifras anuales de generación de energía eléctrica no se publicaron para algunas centrales canadienses. En esos casos, la generación de electricidad se estimó con base en las emisiones de CO<sub>2</sub>, el consumo térmico típico para la tecnología usada y la generación total por provincia. En el anexo se incluyen más detalles sobre la metodología de cálculo y fuentes de datos específicas.

En vista de la diversidad de fuentes de información independientes, era de esperarse —como en efecto ocurrió— que se registraran divergencias en los datos. Por ejemplo, algunas de las centrales que presentaron registros al NPRI, no los presentaron al GHGRP y viceversa, y algunas de las centrales incluidas en la base de datos de Statistics Canada no entregaron informes al NPRI o el GHGRP. No obstante, con la información obtenida de las fuentes mencionadas se creó una sola base de datos unificada utilizando los números de identificación por central incluidos en el GHGRP y el NPRI.

Esta base de datos incluye los siguientes parámetros: código de sector industrial (SCIAN), ubicación, com-

bustibles y tecnología usados, detalles de las unidades de generación, capacidad instalada, emisiones generación de electricidad anual y datos sobre control de contaminación.

### 2.1.2 México

La información sobre México que se presenta en este apartado proviene de bases de datos e informes de acceso público correspondientes a 2005 y que forman parte del INEM. Más específicamente, los datos sobre emisiones y la información general relativa al sistema de energía eléctrica del país se compilaron de las siguientes fuentes:

#### Comisión Reguladora de Energía

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la entidad responsable de otorgar autorizaciones a los PIE y los productores privados para generar electricidad. Estas autorizaciones se convierten en información pública que puede consultarse en el sitio web de la CRE. Las compañías autorizadas para producir electricidad deben notificar sus emisiones ante las autoridades competentes.

Hasta hace poco, la producción de electricidad en México estaba centralizada y, en 2005, los productores de electricidad aún estaban sujetos a un estricto control de la CRE, lo que hizo posible recabar información de todas las compañías de electricidad. No obstante, en la mayoría de los casos, las instalaciones de cogeneración y autoabasto sólo notificaron a las autoridades sus emisiones totales en 2005, sin detalles específicos sobre la parte correspondiente a la producción de energía eléctrica.

La información sobre estas centrales disponible por medio de la CRE incluye: capacidad de generación autorizada, generación anual de electricidad autorizada, fecha de inicio de operaciones, combustible primario y tecnología; sin embargo, se carece de datos sobre la generación real de electricidad y la cantidad de combustible consumido. Por ende, no fue posible determinar las emisiones derivadas de las actividades de generación eléctrica de estas centrales.

#### Secretaría de Energía

La Secretaría de Energía (Sener) compila y publica el balance nacional de energía. Este balance se usó para verificar la generación total por tipo de combustible y distribución geográfica de las centrales. La descripción del sistema eléctrico mexicano también proviene de la Sener [14].

#### Comisión Federal de Electricidad

La información de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) permitió verificar el número de plantas que

operaban en 2005, así como identificar si hubo plantas que no notificaron sus emisiones ese año. El presente informe incluye datos de 102 plantas mexicanas.

#### Informe de la CCA

La mayor parte de la información sobre emisiones se obtuvo de la base de datos generada para un informe encomendado por la CCA en 2009 [30, 31] con el propósito de sustentar el establecimiento del Inventario Nacional de Emisiones de México (INEM) de 2005. En ese informe, las emisiones generadas por las centrales eléctricas mexicanas se calcularon usando los factores de emisión AP-42 de la EPA de Estados Unidos, junto con la información sobre consumo de combustibles, generación y otras características de operación suministrada por las centrales eléctricas mediante la Cédula de Operación Anual (COA). Las COA se presentan a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) en el primer cuatrimestre del año siguiente al año de registro. En el caso de algunos gases de efecto invernadero, se usaron factores de emisión definidos por la Sener [30, 31].

#### 2.1.3. Estados Unidos

##### Base de Datos Integrada de Recursos de Generación y Emisiones

Los datos sobre contaminación atmosférica de Estados Unidos para  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$  y Hg se obtuvieron de la Base de Datos Integrada de Recursos de Generación y Emisiones (*Emissions and Generation Resource Integrated Database*, eGRID2007) de la Agencia de Protección Ambiental (*Environmental Protection Agency*, EPA). La eGRID2007 es un amplio inventario de características ambientales para todas las centrales eléctricas que suministran energía a la red y notifican datos al gobierno estadounidense.

Los datos de la eGRID2007 provienen de diversas fuentes federales, incluidos varios informes y bases de datos compilados por la EPA (por ejemplo, el Sistema de Rastreo y Monitoreo Continuo de Emisiones [*Emissions Tracking System/Continuous Emissions Monitoring*, ETS/CEM] y el Inventario estadounidense de emisiones y sumideros de gases de efecto invernadero, 1990-2005 [*Inventory of United States Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2005*]); informes de la Administración de Información sobre Energía (*Energy Information Administration*, EIA) (por ejemplo, el Informe anual de generadores eléctricos [*Annual Electric Generator Report*], según el formulario EIA-860); así como infor-

mes mensuales publicados por la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission*, FERC) (incluido el informe mensual FERC-423 sobre el costo y la calidad de los combustibles para las centrales eléctricas [*Monthly Report of Cost and Quality of Fuels for Electric Plants*, FERC-423]).

Los datos operativos de las centrales eléctricas obtenidos de la base de datos eGRID2007 para la elaboración del presente informe incluyen: consumo anual de combustibles fósiles (expresado como consumo de energía térmica), generación anual de electricidad, factor de planta,<sup>7</sup> capacidad de generación nominal y tipo de combustible fósil quemado en la central eléctrica (incluida la proporción relativa de la mezcla de combustibles en caso de que se haya quemado más de uno). Cuando estuvieron disponibles, también se usaron datos sobre la tecnología de combustión —tipo de caldera— y las técnicas de control de contaminación atmosférica aplicadas.

Para este informe se consideraron las 2,834 centrales clasificadas con el código 221112 del SCIAN en la eGRID, pero 105 de ellas notificaron una generación de electricidad neta nula o negativa, de modo que finalmente se incluyó un total de 2,728 centrales. Cabe señalar que todas estas centrales registraron emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ ; sin embargo, no todas declararon emisiones de los otros contaminantes analizados en este informe.

##### Inventario Nacional de Emisiones

Se hallaron datos sobre  $\text{PM}_{2.5}$  y  $\text{PM}_{10}$  para varias plantas en el Inventario Nacional de Emisiones (*National Emissions Inventory*, NEI) correspondiente a 2005 (NEI, versión 2), compilado por el Grupo para el Inventario y Análisis de Emisiones (*Emission Inventory and Analysis Group*, EIAG) de la EPA y que incluye todos los contaminantes atmosféricos de criterio y los contaminantes atmosféricos peligrosos en todas las zonas de Estados Unidos. Los datos sobre emisiones de CAC con los que se integra el NEI se recaban en cada estado conforme al Reglamento para el Registro Consolidado de Emisiones (*Consolidated Emissions Reporting Rule*, CERR) (Código de Reglamentos Federales [*Code of Federal Regulations*, CFR] de Estados Unidos, título 40, apartado 51). El EIAG preparó los datos sobre las emisiones de 2005 para las unidades de generación eléctrica con base en datos de la EIA —perteneciente al Departamento de Energía

7. *N. de t.* El "factor de planta" o factor de capacidad de las centrales es un indicador del grado de utilización de la capacidad de las instalaciones generadoras en un periodo específico. Se calcula como el cociente entre la generación media de la unidad y su capacidad efectiva [13].

(Department of Energy)— y del ETS/CEM —sistema de registro y monitoreo continuo de emisiones implementado por la EPA—, así como los datos registrados en el marco del CERR por las dependencias estatales responsables del control de la contaminación.

El NEI, versión 2, incluyó datos sobre emisiones de PM<sub>2.5</sub> y PM<sub>10</sub> para 1,182 de las centrales incluidas en la base de datos eGRID; por tanto, el análisis que se presenta en este informe es parcial y no puede considerarse totalmente representativo del sector de generación de energía eléctrica en Estados Unidos. Sin embargo, cabe señalar que estas centrales representaron 75% de la generación total de energía eléctrica, dando cuenta de 85% de la electricidad generada con carbón (el combustible que genera la mayor cantidad de emisiones brutas —antes de la aplicación de control ambiental— de PS), 51% de la electricidad producida con combustóleo y 55% de la generada a partir de gas natural.

## 2.2 Panorama general de los datos sobre emisiones de centrales eléctricas

### 2.2.1 Canadá

En el **cuadro 2.1** se presenta un resumen de los datos obtenidos para este informe en relación con las 189 centrales eléctricas que usaron combustibles fósiles en Canadá en 2005. Como se indica al pie del cuadro, los datos sobre generación eléctrica estuvieron disponibles sólo para 91 de esas 189 centrales; sin embargo, todas estuvieron en operación en 2005 y cada una de las 189 registró emisiones de cuando menos uno de los contaminantes considerados en este informe.

El *factor de planta*<sup>8</sup> nacional promedio para 2005 se calculó en 0.53. Conviene recordar que en Canadá, las centrales que usan combustibles fósiles suelen servir como respaldo o para el suministro de electricidad en horas pico. En este informe, se introdujo la categoría “otros combustibles”, que representó 2% de la electricidad total generada y considerada en nuestro análisis. El principal combustible en esta categoría fue el diésel, usado sobre todo en motores de combustión interna relativamente pequeños.

De acuerdo con Statistics Canada [9], la capacidad de generación total de las centrales térmicas en Canadá, incluidas las turbinas de vapor, de combustión interna y combustión en el sector de empresas de servicios públicos (privadas y paraestatales), ascendió a 32,098 MW en 2005.

8. Véase la nota 7.

Esta cifra sugiere que la cobertura del presente informe gira en torno de 95% (**cuadro 2.1**). En cuanto a la electricidad real generada por este mismo sector, el dato que proporciona Statistics Canada [9] es de 135,643 GWh, prácticamente idéntico al valor obtenido en el presente análisis. La capacidad instalada de las centrales para las que no pudieron obtenerse datos en la información de acceso público sólo representa 3.7% de la capacidad instalada total de todas las centrales consideradas en este informe.

El total de emisiones de CO<sub>2</sub> de las 70 centrales que presentaron registros al GHGRP para 2005 fue de 121,282 kt y la información hallada en documentación empresarial correspondiente a otras dos centrales que no declararon al GHGRP emisiones para 2005 sólo agregó 17 kt a dicho total, mientras que en el inventario nacional se registran 118,800 kt [22], es decir, una diferencia de 2%.

De las 25 centrales (con código 221112 del SCIAN) que declararon emisiones de mercurio (Hg) en 2005, 23 también las registraron en 2002. Diez de esas 23 centrales presentaron aumentos en sus emisiones de mercurio de 2002 a 2005, 12 presentaron reducciones y una no registró ningún cambio.

**Cuadro 2.1** Resumen informativo sobre el sector canadiense de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005

Centrales eléctricas canadienses a base de combustibles fósiles Resumen para el año 2005		
Capacidad instalada	MW	Núm. de instalaciones
<b>TOTAL</b>	<b>30,495</b>	<b>189</b>
Generación de electricidad	MWh	Núm. de instalaciones *
Carbón	97,527,348	21
Combustóleo	9,251,151	6
Gas natural	25,691,285	41
Otros combustibles	3,219,253	23
<b>TOTAL</b>	<b>135,689,037</b>	<b>91</b>
Emisiones	Toneladas (excepto Hg)	Instalaciones que presentan registros
SO <sub>2</sub>	516,695	38
NO <sub>x</sub>	229,658	160
Hg (kg)	2,079	25
PM <sub>10</sub>	13,448	161
PM <sub>2.5</sub>	7,208	166
CO <sub>2</sub>	121,299,282	72
CH <sub>4</sub>	2,465	58
N <sub>2</sub> O	3,501	58

\*Los datos sobre generación de electricidad estuvieron disponibles sólo para 91 de las 189 instalaciones. Cifras calculadas conforme a la metodología descrita en el anexo, a partir de datos obtenidos de las referencias [25, 27, 29].

**Cuadro 2.2** Resumen informativo sobre el sector mexicano de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005 [32, 33]

Centrales eléctricas mexicanas a base de combustibles fósiles Resumen para el año 2005		
Capacidad instalada	MW	Núm. de instalaciones
<b>TOTAL</b>	<b>34,179</b>	<b>102</b>
Generación de electricidad	MWh	Núm. de instalaciones
Carbón	32,629,166	3
Combustóleo	56,080,476	24
Gas natural	81,760,574	50
Otros combustibles	10,525,414	25
<b>TOTAL</b>	<b>180,995,630</b>	<b>102</b>
Emisiones	Toneladas (excepto Hg)	Instalaciones que presentan registros
SO <sub>2</sub>	1,403,015	102
NO <sub>x</sub>	356,273	102
Hg (kg)	2,285	102
PM <sub>10</sub>	67,710	102
PM <sub>2.5</sub>	50,255	102
CO <sub>2</sub>	117,737,070	102
CH <sub>4</sub>	2,569	102
N <sub>2</sub> O	1,745	102

No hubo información disponible sobre las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, ni de PM<sub>10</sub> y PM<sub>2.5</sub>, para el informe EACEAN 2004, pero sí se incluyen en esta nueva edición correspondiente a 2005, con el propósito de sentar una referencia para futuros análisis.

### 2.2.2 México

En este informe se incluyeron 102 centrales eléctricas de México; 31 de ellas eran propiedad de productores independientes de energía (PIE) que ya notificaban sus emisiones mediante la COA. En el **cuadro 2.2** se presenta un resumen de la información de estas centrales.

Además de los datos que aparecen en el cuadro anterior, en el **cuadro 2.3** se muestra que la capacidad de

**Cuadro 2.4** Resumen informativo sobre el sector estadounidense de generación de energía eléctrica y sus emisiones, 2005

Centrales eléctricas estadounidenses a base de combustibles fósiles Resumen para el año 2005		
Capacidad instalada	MW	Núm. de instalaciones
<b>TOTAL</b>	<b>847,439</b>	<b>2,834</b>
Generación de electricidad	MWh	Núm. de instalaciones
Carbón	2,074,026,004	585
Combustóleo	95,891,083	77
Gas natural	728,270,837	1,363
Otros combustibles	69,322,899	703
<b>TOTAL NETO</b>	<b>2,967,523,219</b>	<b>2,834</b>
<b>TOTAL (no negativo)</b>	<b>2,967,510,824</b>	<b>2,728</b>
Emisiones	Toneladas (excepto Hg)	Instalaciones que presentan registros
SO <sub>2</sub>	9,611,608	2,724
NO <sub>x</sub>	3,489,075	2,728
Hg (kg)	49,133	632
CO <sub>2</sub>	2,419,514,935	2,728
CH <sub>4</sub>	33,591	2,718
N <sub>2</sub> O	35,428	2,718

Totales obtenidos a partir de datos de la eGRID2007 [36] excepto para el Hg, en cuyo caso los datos de 430 plantas provienen de la eGRID2007 y los de 202 del NEI [37].

generación adicional y la generación de energía eléctrica estaban autorizadas para generadores privados con fines de autoabasto, cogeneración y exportación, cuyas emisiones no pudieron calcularse para este informe por falta de datos. Además, la CFE estaba autorizada para operar algunas plantas móviles sobre las que no hubo información adicional.

### 2.2.3 Estados Unidos

Para este informe se analizaron los datos de 2,834 centrales eléctricas en Estados Unidos; sin embargo, como ya explicamos, y como se observa en el **cuadro 2.4** (“total [no negativo]”), al final sólo se utilizaron los datos correspondientes a 2,728 de esas centrales.

**Cuadro 2.3** Capacidad adicional de generación de energía eléctrica en México, 2005 [34]

Tipo	Capacidad de generación autorizada (MW)	Generación de electricidad autorizada (GWh/año)	Número de instalaciones
Autoabasto	2,184	10,575	256
Cogeneración	1,060	5,431	26
Exportación	1,330	11,251	4
Unidades móviles	120	n.a.	30

En el **cuadro 2.4** se presenta un resumen de la información recabada sobre estas centrales, misma que concuerda estrechamente con los valores publicados. La capacidad de generación obtenida para las centrales resulta 1% mayor que el valor citado en el informe *Electric Power Annual 2005* [35], en tanto que el total de generación neta de electricidad a partir de combustibles fósiles excede en 2% el valor citado en dicho anuario.

La información del **cuadro 2.4** proviene sobre todo de la base de datos eGRID2007 [36], que no contiene datos sobre emisiones de partículas suspendidas. En el **cuadro 2.5** se presenta un resumen de información relacionada con las emisiones de partículas suspendidas cuya fuente principal es el NEI de 2005 [37].

Hay diferencias en cuanto a la generación y el uso de combustibles entre las bases de datos del NEI y de la eGRID2007. Para fines de concordancia se dio preferencia a la información de la eGRID2007 sobre la del NEI, excepto en los casos en que esa información no estaba incluida en la base de datos eGRID2007. Todas las centrales consideradas en el cuadro 2.5 están también presentes en el cuadro 2.4; no obstante, algunas centrales incluidas en la base de datos eGRID2007 no están obligadas a notificar al NEI sus emisiones de partículas. Así, la información disponible sobre emisiones de partículas suspendidas no representa a la totalidad del sector eléctrico estadounidense, pues sólo abarca 43% de las centrales consideradas en el cuadro 2.4, 71% de la capacidad instalada y 75% de la generación de energía eléctrica.

**Cuadro 2.5** Resumen de emisiones de partículas del sector estadounidense de generación de energía eléctrica, 2005 [37]

Centrales eléctricas estadounidenses a base de combustibles fósiles Resumen de emisiones de partículas para el año 2005		
Emisiones de PM <sub>10</sub>	Toneladas	Núm. de instalaciones
Carbón	487,004	393
Combustóleo	7,898	40
Gas natural	15,810	572
Otros combustibles	3,444	177
<b>TOTAL</b>	<b>514,156</b>	<b>1,182</b>
Emisiones de PM <sub>2.5</sub>	Toneladas	Núm. de instalaciones
Carbón	398,017	393
Combustóleo	6,779	40
Gas natural	14,329	572
Otros combustibles	2,751	177
<b>TOTAL</b>	<b>421,877</b>	<b>1,182</b>

Como puede observarse en el **cuadro 2.5**, las centrales carboeléctricas dieron cuenta de aproximadamente 95% de las emisiones de partículas suspendidas generadas por el sector de generación de electricidad. En el apartado 2.3 se presentan detalles adicionales.

#### 2.2.4 Emisiones per cápita, centrales eléctricas de América del Norte

El **cuadro 2.6** es un resumen de las emisiones per cápita para las centrales eléctricas de América del Norte consideradas en este informe. Estos valores se calcularon con base en poblaciones totales (para 2005) de 32.31, 300.00 y 104.87 millones para Canadá [38], Estados Unidos [24] y México [39], respectivamente. Los datos muestran algunas diferencias notorias; por ejemplo, Estados Unidos registra altas emisiones per cápita en comparación con Canadá y México para contaminantes como el mercurio. Estos valores reflejan el número de centrales y la combinación de tecnologías y combustibles utilizados. Cabe señalar que en el caso de ciertos contaminantes, como el CO<sub>2</sub>, las centrales estadounidenses registraron menores tasas de emisión por unidad de electricidad producida que las plantas generadoras canadienses y las mexicanas (véase el apartado 2.3.5).

## 2.3 Datos detallados de las emisiones

### 2.3.1 Emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>)

En los cuadros 2.7-2.9 se resumen las emisiones de SO<sub>2</sub> procedentes de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles en cada país, al igual que otros parámetros como generación eléctrica, tasas de emisión y tipo de combustible. Los tipos de combustible se han clasificado como carbón, combustóleo, gas natural y “otros combustibles” (categoría que incluye combustibles como gas licuado de petróleo, diésel o coque). En los cuadros, los datos están clasificados en función del volumen de las emisiones de SO<sub>2</sub>.

En Canadá, sólo 38 centrales (de un total de 189) registraron emisiones de SO<sub>2</sub> en el NPRI para 2005. De éstas, 17 (con emisiones de más de 9,000 toneladas cada una) dieron cuenta de 90% del total registrado. Las cinco centrales con las mayores emisiones de SO<sub>2</sub> registradas —todas ellas carboeléctricas con tasas de emisión de 3.8 a 10.6 kg/MWh— se ubicaron en un intervalo de entre 39,000 y 68,000 toneladas de SO<sub>2</sub>. De estas cinco centrales, dos estaban en Saskatchewan, una en Ontario, otra en Nueva Escocia y otra más en Alberta. Las diez centrales con mayores emisiones de SO<sub>2</sub> causaron 74% del



**Cuadro 2.6** Resumen de emisiones per cápita del sector de generación de energía eléctrica en América del Norte, 2005

Contaminante	Unidades	Canadá	México	Estados Unidos	América del Norte
SO <sub>2</sub>	kg/habitante	16.0	13.4	32.0	26.4
NO <sub>x</sub>	kg/habitante	7.1	3.4	11.6	9.3
Hg	mg/habitante	64.3	21.8	163.8	122.4
PM <sub>10</sub>	kg/habitante	0.42	0.65	1.71	1.4
PM <sub>2.5</sub>	kg/habitante	0.22	0.48	1.41	1.1
CO <sub>2</sub>	t/habitante	3.75	1.12	8.07	6.1
CH <sub>4</sub>	kg/habitante	0.08	0.02	0.11	0.09
N <sub>2</sub> O	kg/habitante	0.11	0.02	0.12	0.10

**Cuadro 2.7** Emisiones canadienses de SO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	67,947	3.82	Carbón
2	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6,066,671	49,296	8.13	Carbón
3	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nueva Escocia	4,653,774	40,805	8.77	Carbón
4	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	39,347	10.64	Carbón
5	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,892,719	39,187	6.65	Carbón
6	Trenton Generating Station, Nova Scotia Power	Nueva Escocia	2,095,581	37,809	18.04	Carbón
7	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	30,532	2.02	Carbón
8	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9,532,953	29,343	3.08	Carbón
9	Grand Lake, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	274,085	23,236	84.78	Carbón
10	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	22,961	4.52	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			70,186,579*	380,463		
Total, 38 centrales			116,420,983*	516,694		

\* No hubo datos públicamente disponibles sobre generación de electricidad para cuatro de las 38 centrales eléctricas canadienses que informaron emisiones de SO<sub>2</sub>. Nota: Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

total de emisiones de SO<sub>2</sub> de las 38 centrales eléctricas canadienses consideradas (**cuadro 2.7**).

Al hacer una comparación planta por planta respecto a las emisiones de SO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas canadienses en 2002 [1] y 2005, se observa que cinco centrales dieron lugar por sí mismas a la disminución en el total de emisiones de SO<sub>2</sub> entre esos dos años. Por ejemplo, una de las centrales, Coleson Cove, fue objeto de una amplia renovación de modo que la producción de todas sus unidades pasara por un sistema depurador para la desulfuración de gases de chimenea, con lo que se logró una disminución de 77% en las tasas de emisiones de SO<sub>2</sub> [40]. Al mismo tiempo, las tasas de emisiones de NO<sub>x</sub> se redujeron 70% mediante modificaciones en la caldera.

De manera similar a la situación canadiense, en México las 19 centrales eléctricas con mayores emisiones de SO<sub>2</sub> —de un total de 102— ocasionaron 95% de las emisiones totales de SO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles fósiles. Las cinco principales centrales emisoras tuvieron emisiones de entre 114,000 y poco más de 190,000 toneladas de SO<sub>2</sub>. Tres de ellas funcionaban a base de combustóleo y dos con carbón. Sus tasas de emisión oscilaron entre 8 y 20 kg/MWh, lo que tal vez indica una falta de controles ambientales para este contaminante en México.

Las diez centrales eléctricas a la cabeza, clasificadas por sus emisiones de SO<sub>2</sub>, representaron 78% de las emisiones de SO<sub>2</sub> del total de 102 centrales mexicanas

**Cuadro 2.8** Emisiones mexicanas de SO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	190,123	18.025	Combustóleo
2	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	175,279	19.955	Combustóleo
3	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	132,374	15.142	Combustóleo
4	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	115,763	12.371	Carbón
5	CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), CFE	Guerrero	14,275,114	114,818	8.043	Carbón
6	CT Carbón II, CFE	Coahuila	8,996,793	103,319	11.484	Carbón
7	CT Altamira, CFE	Tamaulipas	3,776,214	69,479	18.399	Combustóleo
8	CT José Aceves Pozos, CFE	Sinaloa	3,693,831	65,434	17.715	Combustóleo
9	CT Villa de Reyes, CFE	San Luis Potosí	3,243,039	65,205	20.106	Combustóleo
10	CT Puerto Libertad, CFE	Sonora	3,517,521	62,713	17.829	Combustóleo
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>74,933,133</b>	<b>1,094,507</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180,995,630</b>	<b>1,403,015</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

en 2005 (**cuadro 2.8**). Cabe señalar que estas cifras para México se basan en estimaciones hechas sólo a partir de factores de emisión; sin embargo, tales estimaciones están respaldadas por cálculos de balance de masa y energía.

En **Estados Unidos** hubo datos sobre emisiones de SO<sub>2</sub> para 2,724 de 2,728 centrales eléctricas, de las cuales 263 dieron cuenta de 90% del total de emisiones de SO<sub>2</sub> causadas por la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Las emisiones de cada una de estas 263 centrales se ubican en el intervalo de 9,000 a 170,000 toneladas de SO<sub>2</sub> durante el año. Las tasas de emisión de más de 82.5% de esas 263 centrales fueron inferiores a 10 kg/MWh, pero se identificaron algunas de hasta 100 kg/MWh (por ejemplo, para la central LaFarge Alpena en Michigan). Sólo 15 centrales tuvieron una tasa de emisión superior a 15 kg/MWh. La gran mayoría de las 263 centrales utilizaron carbón como combustible, a excepción de 15: una operaba con gas y 14 con combustóleo.

Las diez centrales con mayores emisiones de SO<sub>2</sub> representaron 13% de todas las emisiones de este compuesto generadas por las 2,724 centrales estadounidenses en 2005 (**cuadro 2.9**).

En términos relativos, la **gráfica 2.1** muestra la contribución a la generación de emisiones de SO<sub>2</sub> de todas las centrales consideradas en este informe, en orden descendente: desde las que emiten más hasta las que emiten menos. El número de centrales se ha representado como porcentaje del número total de centrales en cada

país. Conviene recordar que las emisiones de las centrales eléctricas dependen de los combustibles y tecnologías utilizados y que el número total de centrales varía considerablemente de un país a otro. En una gráfica de este tipo, una línea recta representaría una contribución igual de todas las centrales. Puede observarse que apenas 10% del total de las centrales en Estados Unidos dio cuenta de aproximadamente 90% del total de emisiones de SO<sub>2</sub> de ese país; las proporciones correspondientes son de alrededor de 15% de las centrales en el caso de México y 45% para Canadá.

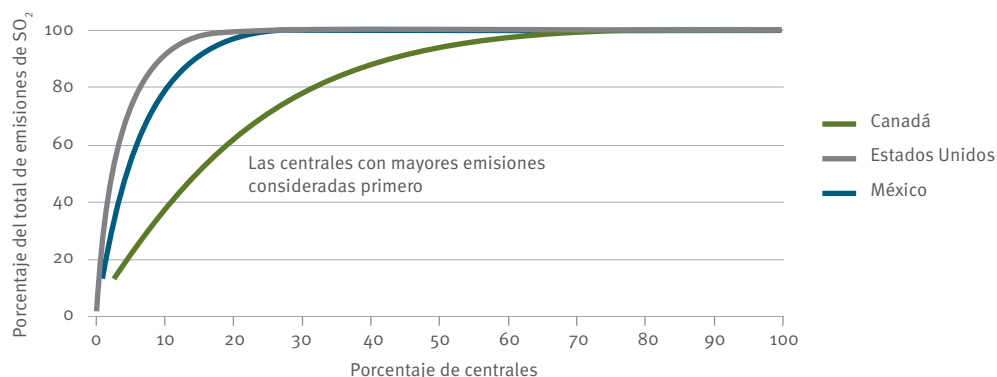
La tasa de emisión es una manera sencilla de evaluar el desempeño ambiental general de una central eléctrica: menores tasas de emisión indican un mejor desempeño ambiental. Las tasas de emisión dependen de muchos factores, entre otros: el combustible, la tecnología de combustión, la tecnología de generación de electricidad y las tecnologías de control ambiental. En términos generales, las tasas de emisión para el gas natural son inferiores a las del combustóleo, que a su vez son inferiores a las del carbón; sin embargo, las centrales con tecnologías de vanguardia para la limpieza de carbón y la desulfuración de gases de chimenea pueden tener menores tasas de emisión de SO<sub>2</sub> que algunas centrales que usan gas natural. Un ejemplo de central carboeléctrica con una tecnología notable para la captura de azufre y con las tasas de emisión más bajas en Estados Unidos para carbón (0.676 kg/MWh) es la Cedar Bay Generating Plant, en Florida, que cuenta con tres calderas de

**Cuadro 2.9** Emisiones estadounidenses de SO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Bowen	Georgia	22,337,864	169,167	7.573	Carbón
2	Keystone	Pensilvania	13,488,615	162,179	12.023	Carbón
3	Gibson	Indiana	22,442,805	139,922	6.235	Carbón
4	Hatfields Ferry Power Station	Pensilvania	8,672,997	132,108	15.232	Carbón
5	Muskingum River	Ohio	7,403,428	122,075	16.489	Carbón
6	Homer City Station	Pensilvania	13,599,227	119,771	8.807	Carbón
7	EC Gaston	Alabama	11,273,347	115,812	10.273	Carbón
8	PPL Montour	Pensilvania	10,399,362	115,754	11.131	Carbón
9	Cardinal	Ohio	11,372,176	105,097	9.242	Carbón
10	John E Amos	Virginia Occidental	18,887,395	101,980	5.399	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>139,877,216</b>	<b>1,283,865</b>		
<b>Total, 2,724 centrales</b>			<b>2,967,468,884</b>	<b>9,611,608</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Gráfica 2.1** Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de SO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México



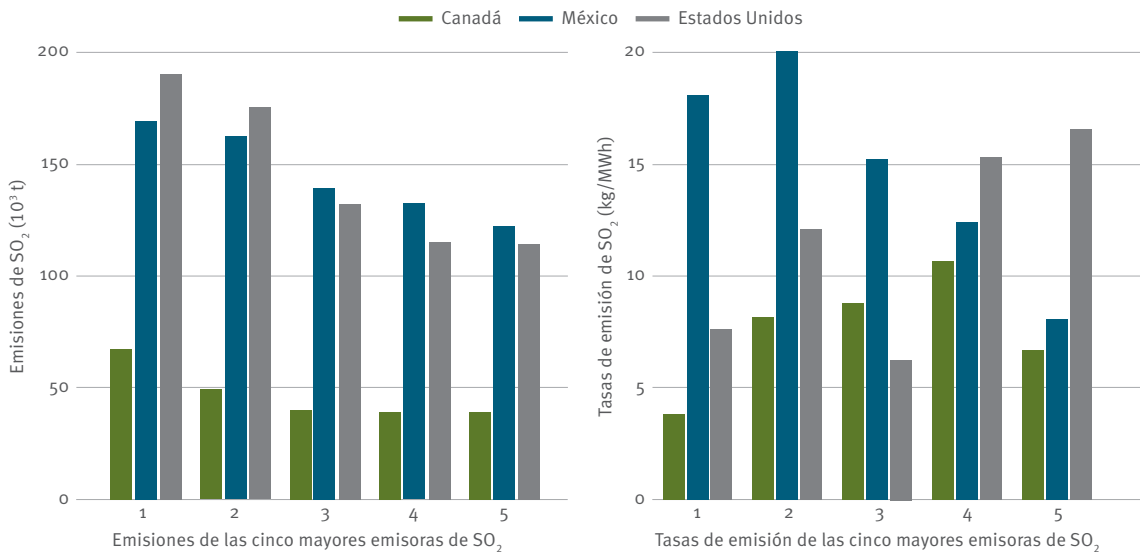
lecho fluido donde casi todo el azufre del combustible queda atrapado. En la base de datos eGRID, hubo seis centrales con datos que arrojaban tasas de emisión en exceso elevadas (hasta más de 100,000 kg/MWh), lo que obviamente resulta incongruente. En el caso de México, las centrales eléctricas que operan a base de combustóleo y carbón registran una tasa de emisión de SO<sub>2</sub> promedio de 17.5 kg/MWh, en tanto para las plantas que queman diésel y gas tal promedio se ubica en 0.1 kg/MWh (excluidas las instalaciones que usan una combinación de gas natural y combustóleo).

En la **gráfica 2.2** se presentan las emisiones de las cinco centrales de cada país que emiten más SO<sub>2</sub>, (izquierda), junto con sus tasas de emisión (derecha). Se observa que, en este caso, las emisiones en Estados Unidos y México fueron muy similares, y también muy

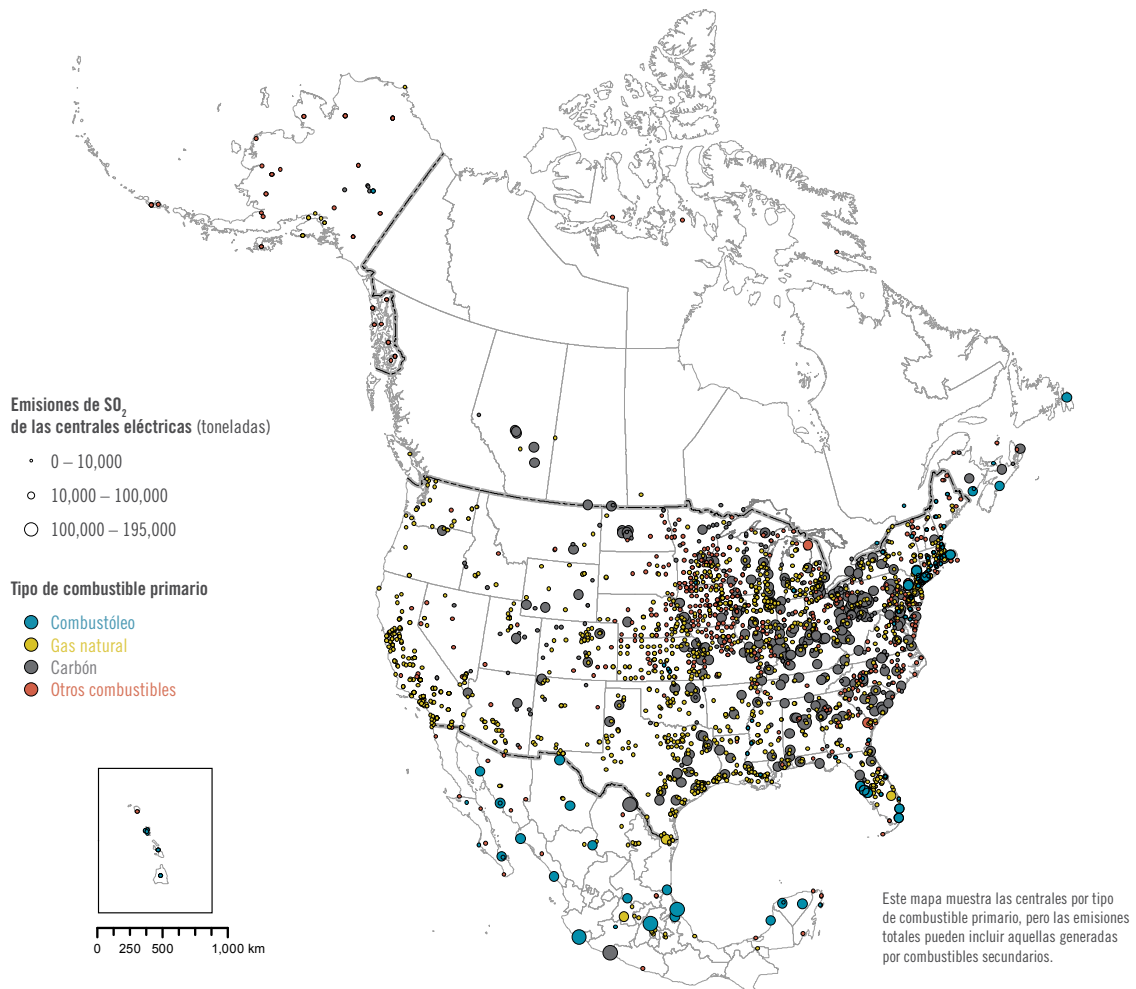
superiores a las registradas de Canadá. Sin embargo, las tres mayores emisoras de México registraron tasas de emisión considerablemente más elevadas que las tres mayores emisoras en Canadá y Estados Unidos.

La distribución geográfica de las emisiones de SO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas consideradas en este informe se muestra en la **gráfica 2.3**. El tamaño de los puntos representa la escala de las emisiones, y el color, el tipo de combustible primario usado. Las fuentes de emisión de SO<sub>2</sub> relacionadas con la generación eléctrica en Canadá están muy localizadas. Las más importantes, con emisiones que oscilan entre 10,000 y 100,000 t/año, son cinco carboeléctricas ubicadas en Alberta, una en Nueva Brunswick, una en Nueva Escocia y una en la Isla del Príncipe Eduardo, así como tres centrales alimentadas con combustóleo ubicadas en las provincias de

**Gráfica 2.2** Emisiones de SO<sub>2</sub> de las cinco centrales con mayores emisiones de cada país



**Gráfica 2.3** Distribución de las fuentes de emisión de SO<sub>2</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



Nueva Brunswick, Nueva Escocia y Terranova y Labrador, respectivamente.

En México hay seis fuentes importantes de SO<sub>2</sub>, con emisiones van de 100,000 a 195,000 t/año: tres son carboeléctricas y las otras tres, centrales que usan combustóleo. Las fuentes de SO<sub>2</sub> con emisiones entre 10,000 y 100,000 t/año se distribuyen por todo el país; en su mayoría son centrales de generación base de combustóleo, pero dos queman otros combustibles.

Un número muy elevado de centrales eléctricas que emiten SO<sub>2</sub> se ubican en el este de Estados Unidos, aunque también hay una concentración importante en California. En el noreste y sureste del país, las centrales que queman combustóleo generan emisiones típicamente entre 10,000 y 100,000 t/año de SO<sub>2</sub>. Por otro lado, las carboeléctricas, con emisiones de hasta 195,000 t/año de SO<sub>2</sub>, son más comunes en todo el este de Estados Unidos, aunque hay algunas en la región central del país.

### 2.3.2 Emisiones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>)

Las emisiones de NO<sub>x</sub> procedentes de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles en los tres países se resumen en los cuadros 2.10 a 2.12 (los cuadros completos se pueden consultar en línea, en: <[www.ce.org/centraleselectricas](http://www.ce.org/centraleselectricas)>). En ellos, los datos

están ordenados en función de las emisiones de NO<sub>x</sub> y también se incluyen otros parámetros como generación de energía eléctrica, tasas de emisión y tipo de combustible.

En Canadá, 160 centrales (del total de 189) notificaron emisiones de NO<sub>x</sub> al NPRI y 27 de ellas dieron cuenta de 90% de todas las emisiones de NO<sub>x</sub> registradas por las centrales eléctricas canadienses para 2005. En total, esas 27 centrales emitieron alrededor de 207,000 toneladas de NO<sub>x</sub>. Las cinco plantas con las mayores emisiones de NO<sub>x</sub> registradas emitieron, cada una, entre 13,600 y casi 26,000 toneladas, con tasas de emisión de 1.5 a 4.0 kg/MWh. Todas fueron carboeléctricas: dos ubicadas en Alberta y las otras tres en las provincias de Ontario, Saskatchewan y Nueva Escocia, respectivamente. Las diez centrales con mayores emisiones de NO<sub>x</sub> representaron 64% del total de emisiones de NO<sub>x</sub> producidas por las 160 centrales eléctricas canadienses consideradas (**cuadro 2.10**). Cabe señalar que para casi 50 de estas centrales no se dispuso de datos públicos sobre generación de energía eléctrica.

En México, las emisiones totales de NO<sub>x</sub> de las 102 centrales eléctricas ascendieron a casi 360,000 toneladas, 44.5% de las cuales provinieron de las cinco principales emisoras (tres carboeléctricas y dos centrales a base de combustóleo). Sus emisiones oscilaron entre

**Cuadro 2.10** Emisiones canadienses de NO<sub>x</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Tasa de emisión de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	25,787	1.7	Carbón
2	Nanticoke Generating St, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	23,171	1.3	Carbón
3	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6,066,671	18,174	3.0	Carbón
4	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nueva Escocia	4,653,774	15,888	3.4	Carbón
5	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9,301,772	13,635	1.5	Carbón
6	Keephills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5,762,554	11,008	1.9	Carbón
7	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	10,748	2.9	Carbón
8	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,892,719	10,287	1.7	Carbón
9	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	9,926	2.0	Carbón
10	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9,532,953	8,991	0.9	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>82,881,240*</b>	<b>147,615</b>		
<b>Total, 160 centrales</b>			<b>133,166,407</b>	<b>229,658</b>		

\* No hubo datos públicamente disponibles sobre generación de electricidad para 78 de las 160 centrales eléctricas canadienses que informaron emisiones de NO<sub>x</sub>.  
 Nota: Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ce.org/centraleselectricas](http://www.ce.org/centraleselectricas)>.

13,800 y 56,000 toneladas, con tasas de emisión de entre 1.4 y 6.0 kg/MWh. Las tasas de emisión de NO<sub>x</sub> para México deben considerarse con cierta cautela, pues las emisiones se calcularon con base en los factores de emisión AP-42 de la EPA y no con los valores observados o muestreados. Las diez centrales a la cabeza generaron 58% del total de las emisiones de NO<sub>x</sub> producidas por las 102 centrales eléctricas mexicanas en 2005 (**cuadro 2.11**).

En Estados Unidos, las 2,728 centrales consideradas emitieron un total cercano a 3,500,000 toneladas

de NO<sub>x</sub>. De estas centrales, 364 dieron cuenta de 90% del total, con emisiones por central de entre 2,000 y 37,870 toneladas de NO<sub>x</sub>. A su vez, de estas 364 centrales, 97% registró una tasa de emisión de NO<sub>x</sub> inferior a 10 kg/MWh, habiendo sido el valor más alto de 17.28 kg/MWh; 95.5% fueron carboeléctricas, 3.2% usaron combustóleo y 1.3%, gas natural.

En el **cuadro 2.12** figuran las diez centrales con mayores emisiones de NO<sub>x</sub>, que representaron 9% del total de emisiones de NO<sub>x</sub> de las 2,728 centrales eléctricas estadounidenses en 2005.

**Cuadro 2.11** Emisiones mexicanas de NO<sub>x</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Tasa de emisión de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	55,871	5.971	Carbón
2	CT Carbón II, CFE	Coahuila	8,996,793	49,915	5.548	Carbón
3	CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), CFE	Guerrero	14,275,114	24,024	1.683	Carbón
4	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	14,983	1.421	Combustóleo
5	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	13,808	1.572	Combustóleo
6	CD General Agustín Olachea Avilés, CFE	Baja California Sur	488,572	12,733	26.061	Combustóleo
7	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	10,973	1.255	Combustóleo
8	Iberdrola Energía Monterrey	Nuevo León	6,200,268	9,077	1.464	Gas natural
9	Iberdrola Energía Altamira	Tamaulipas	6,654,124	9,052	1.360	Otros combustibles
10	Fuerza y Energía de Tuxpan	Veracruz	5,463,761	7,271	1.331	Gas natural
Total, 10 centrales a la cabeza			79,509,254	207,708		
Total, 102 centrales			180,995,630	356,273		

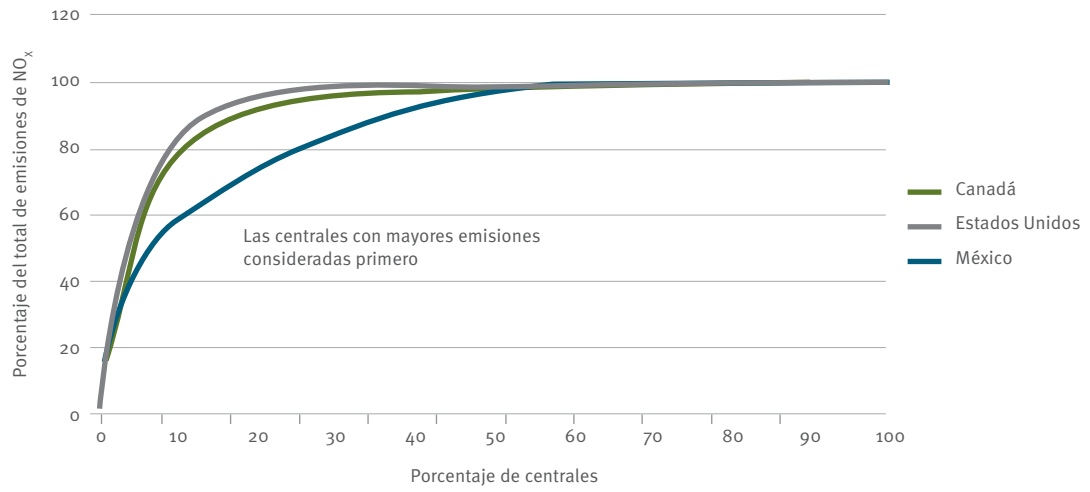
*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.12** Emisiones estadounidenses de NO<sub>x</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

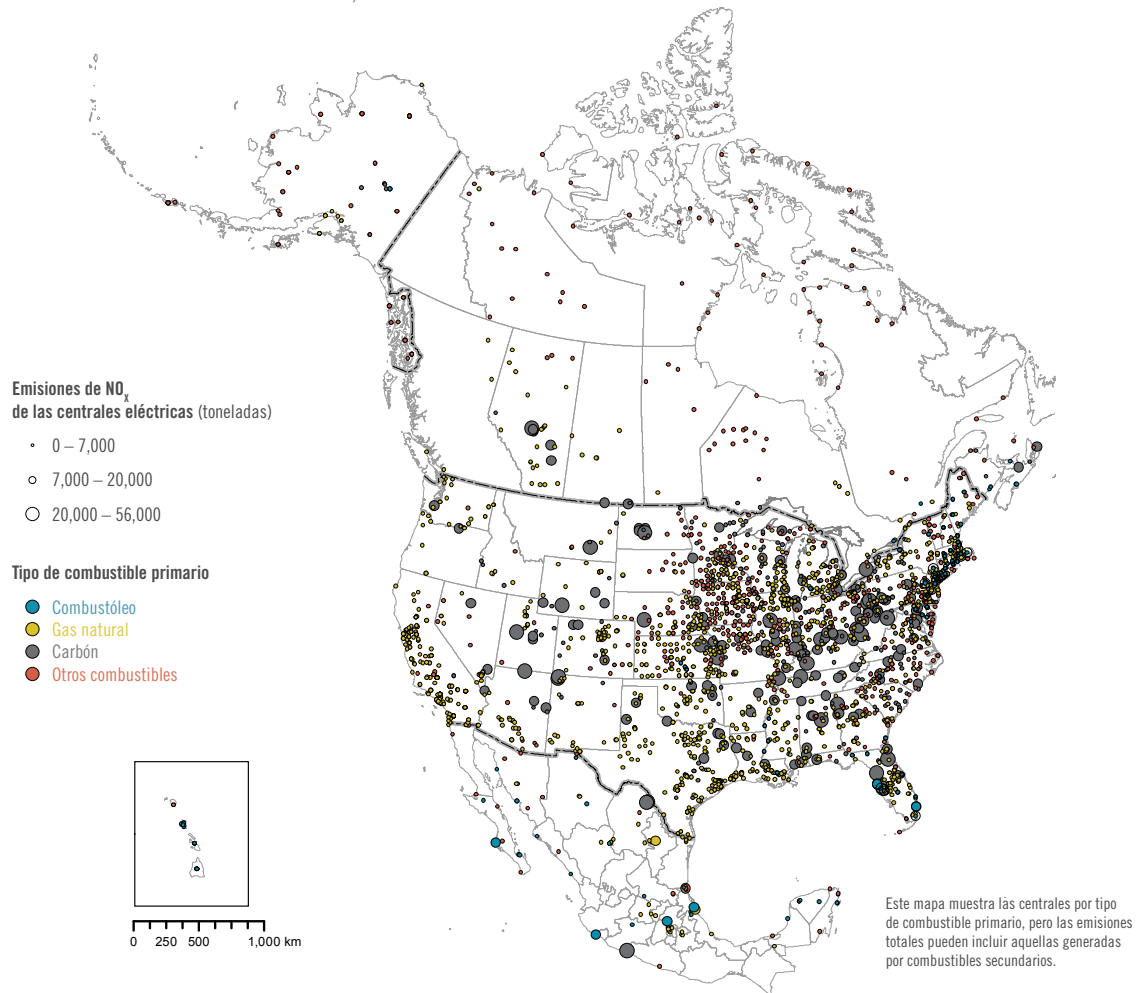
	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Tasa de emisión de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Four Corners	Nuevo México	15,616,040	37,870	2.425	Carbón
2	Crystal River	Florida	22,237,071	35,158	1.581	Carbón
3	General James M Gavin	Ohio	19,142,304	35,112	1.834	Carbón
4	Colstrip	Montana	16,240,783	33,470	2.061	Carbón
5	Paradise	Kentucky	13,974,043	32,549	2.329	Carbón
6	Monroe	Michigan	18,710,600	32,113	1.716	Carbón
7	John E Amos	Virginia Occidental	18,887,395	31,407	1.663	Carbón
8	Navajo	Arizona	17,030,674	30,138	1.770	Carbón
9	Jeffrey Energy Center	Kansas	15,145,728	29,552	1.951	Carbón
10	New Madrid	Misuri	7,000,958	29,248	4.178	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			63,985,596	326,617		
Total, 2,728 centrales			2,967,510,824	3,489,075		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Gráfica 2.4** Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de  $\text{NO}_x$  de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México



**Gráfica 2.5** Distribución de las fuentes de emisión de  $\text{NO}_x$  atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



En la **gráfica 2.4** se ilustra la contribución de todas las centrales eléctricas de cada país a las emisiones totales de  $\text{NO}_x$ . Se observa que en los casos de Estados Unidos y Canadá, 10% del número total de centrales (246 en Estados Unidos y 17 en Canadá) registraron aproximadamente 80% de las emisiones de  $\text{NO}_x$  de cada país. En cuanto a México, 26 centrales (alrededor de 25% de las instalaciones) contribuyeron con un porcentaje similar. Las emisiones de  $\text{NO}_x$  procedentes de centrales que usan combustibles fósiles ascendieron a 184,626 toneladas para Canadá, 2,791,896 t para Estados Unidos y 286,339 t para México.

La distribución geográfica de las fuentes de  $\text{NO}_x$  consideradas en este informe se observa en la **gráfica 2.5**. El tamaño de los puntos representa la escala de las emisiones, y el color, el tipo de combustible primario usado. En Canadá, la fuente más importante de  $\text{NO}_x$  es una carboeléctrica en Alberta. En la misma provincia se localizan otras fuentes importantes, también carboeléctricas, que emiten entre 7,000 y 20,000 toneladas de  $\text{NO}_x$  al año. También hay dos carboeléctricas en Nueva Escocia con el mismo nivel de emisiones. A todo lo largo del país se observan fuentes de emisión dispersas, sobre todo centrales que funcionan a base de diésel y de gas natural.

En México, las principales fuentes de emisión de  $\text{NO}_x$  son carboeléctricas, dos ubicadas en Coahuila, cerca de la frontera Estados Unidos-México, y una en Guerrero, en la costa del Pacífico. También destacan otras cuatro fuentes de  $\text{NO}_x$  con emisiones que oscilan entre 10,000 y 100,000 t/año; todas son centrales que usan combustóleo como combustible y se ubican en Baja California Sur, Colima, Guanajuato y Veracruz, respectivamente.

En Estados Unidos, las fuentes de  $\text{NO}_x$  se concentran sobre todo en las regiones central y este del país, con otra concentración importante en California. Se pueden observar sitios críticos de emisiones de  $\text{NO}_x$  (en el orden de 20,000 a 56,000 t/año) procedentes de carboeléctricas en los estados de Arizona, Nuevo México, Utah, Wyoming y Montana.

### 2.3.3 Emisiones de mercurio (Hg)

Las emisiones de mercurio derivadas de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles en Canadá, México y Estados Unidos se resumen en los **cuadros 2.13, 2.14 y 2.15**, respectivamente (los cuadros completos se pueden consultar en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>).

En Canadá, sólo 25 de las 189 centrales eléctricas registraron en 2005 emisiones de Hg, para un total de 2,079 kg. De las 25 plantas que presentaron registros, 13

dieron cuenta de 90% del total y 20 fueron carboeléctricas. De acuerdo con el NPRI [41], la generación carboeléctrica era la mayor fuente antropogénica de emisiones de mercurio que quedaba en Canadá en 2005. Por lo tanto, el Consejo Canadiense de Ministros de Medio Ambiente (*Canadian Council of Ministers of the Environment*, CCME) acordó establecer Normas Pancanadienses (*Canada-wide Standards*, CWS) para las emisiones de mercurio de carboeléctricas, con el objetivo de reducir estas emisiones de las centrales ya en funcionamiento (captación de 60% del mercurio proveniente de la quema de carbón para 2010) [42] y asegurar que las nuevas centrales logren emisiones correspondientes a las de las mejores tecnologías disponibles y económicamente viables, o sus equivalentes.

Las tasas de emisión de mercurio de estas 25 centrales eléctricas oscilaron entre 0.00146 y 0.0759 kg/GWh, con excepción de la central Grand Lake en Nueva Brunswick, que registró una tasa de emisión de 0.3225 kg/GWh para 2005. La tasa calculada para esta central durante el análisis llevado a cabo en octubre de 2003 para elaborar las normas pancanadienses relativas a las emisiones de mercurio fue de 0.2858 kg/GWh, aunque en términos de balance de masa se detectó un exceso de 16% de mercurio respecto a la entrada de este elemento [43]. Las elevadas tasas de emisión generadas por esta central se atribuyeron al uso de carbón local [42], con un contenido de mercurio de 0.623 mg/kg (peso seco), en tanto que el valor promedio de los otros carbones considerados en el estudio era de 0.072 mg/kg [43]. De hecho, en 2002 se programó el cierre de esta central para 2010 debido a sus altas emisiones tanto de  $\text{SO}_2$  como de mercurio [44].

La provincia con mayores emisiones de Hg provenientes de centrales eléctricas fue Alberta, seguida por Saskatchewan y Ontario; en conjunto, estas tres provincias contribuyeron con aproximadamente 89% del total de emisiones de Canadá. Las diez centrales con mayores emisiones de Hg representaron 82% de las emisiones del metal registradas por las 25 centrales canadienses consideradas (**cuadro 2.13**).

En México, las principales emisoras de mercurio fueron también las centrales carboeléctricas. Del total de emisiones de Hg de las 102 centrales eléctricas mexicanas (2,285 kg), 87% provino de las tres carboeléctricas del país y el resto (291 kg) de centrales que usan combustóleo, diésel o gas natural. Las tasas de emisión de mercurio de las tres carboeléctricas se ubicaron entre 0.050 y 0.072 kg/GWh. Cabe señalar que hubo una importante diferencia en la metodología para cal-



cular las emisiones de Hg en los inventarios de 2002 y 2005: el factor de emisión usado para el inventario de 2002 fue de 8.59 lb/10<sup>12</sup> BTU, mismo que cambió a 16.0 lb/10<sup>12</sup> BTU para 2005. Si se recalcularan las emisiones de Hg correspondientes a 2002 con el factor aplicado a 2005, se obtendría una reducción de casi 7% (en emisiones de Hg) de 2002 a 2005.

Las diez centrales con mayores emisiones de Hg representaron 94% de todas las emisiones de este elemento generadas por las 102 centrales eléctricas mexicanas en 2005 (**cuadro 2.14**).

En Estados Unidos, 632 de las 2,728 centrales eléctricas de registraron emisiones por cerca de 50,000 kg de mercurio en 2005. Las tasas de emisión de estas

**Cuadro 2.13** Emisiones canadienses de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	Hg (kg)	Tasa de emisión de Hg (kg/GWh)	Combustible primario
1	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	318	0.021	Carbón
2	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	281	0.076	Carbón
3	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6,066,671	281	0.046	Carbón
4	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9,301,772	194	0.021	Carbón
5	Nanticoke Generating St, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	156	0.009	Carbón
6	Kepphills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5,762,554	110	0.019	Carbón
7	Battle River Generating, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	105	0.021	Carbón
8	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,892,719	95	0.016	Carbón
9	Grand Lake, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	274,085	88	0.323	Carbón
10	Shand Power Station, SaskPower	Saskatchewan	1,664,600	86	0.052	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>70,633,197</b>	<b>1,714</b>		
<b>Total, 25 centrales</b>			<b>105,015,358</b>	<b>2,079</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.14** Emisiones mexicanas de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	Hg (kg)	Tasa de emisión de Hg (kg/GWh)	Combustible primario
1	CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), CFE	Guerrero	14,275,114	711	0.050	Carbón
2	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	678	0.072	Carbón
3	CT Carbón II, CFE	Coahuila	8,996,793	605	0.067	Carbón
4	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	36	0.003	Combustóleo
5	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	33	0.004	Combustóleo
6	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	26	0.003	Combustóleo
7	CT Altamira, CFE	Tamaulipas	3,776,214	13	0.003	Combustóleo
8	CT José Aceves Pozos, CFE	Sinaloa	3,693,831	12	0.003	Combustóleo
9	CT Villa de Reyes, CFE	San Luis Potosí	3,243,039	12	0.004	Combustóleo
10	CT Puerto Libertad, CFE	Sonora	3,517,521	12	0.003	Combustóleo
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>74,933,133</b>	<b>2,140</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180,995,630</b>	<b>2,285</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

centrales fueron similares: inferiores a 0.250 kg/GWh (a excepción de cinco plantas, cuyas tasas fueron de 0.250 a 0.796 kg/GWh). En general, las tasas de emisión inferiores a 1 kg/GWh se consideran normales para estas centrales, en vista de los combustibles usados y las cantidades de electricidad generada. Sin embargo, otras cuatro plantas tuvieron tasas de emisión que oscilaban entre 1.5 y 229 kg/GWh, valores tan altos que deben tomarse con ciertas reservas. De las 632 centrales, 220 dieron cuenta de 90% del total de emisiones de Hg, con volúmenes de entre 60 y 977 kg.

Las centrales carboeléctricas representaron 69.5% del número total de centrales emisoras de mercurio; las centrales que operan con gas natural, 17.7%, y las que utilizan combustóleo, 12.8%.

Las diez centrales con mayores emisiones de Hg fueron responsables de 15% de las emisiones totales del metal generadas por las 632 centrales eléctricas estadounidenses consideradas (**cuadro 2.15**).

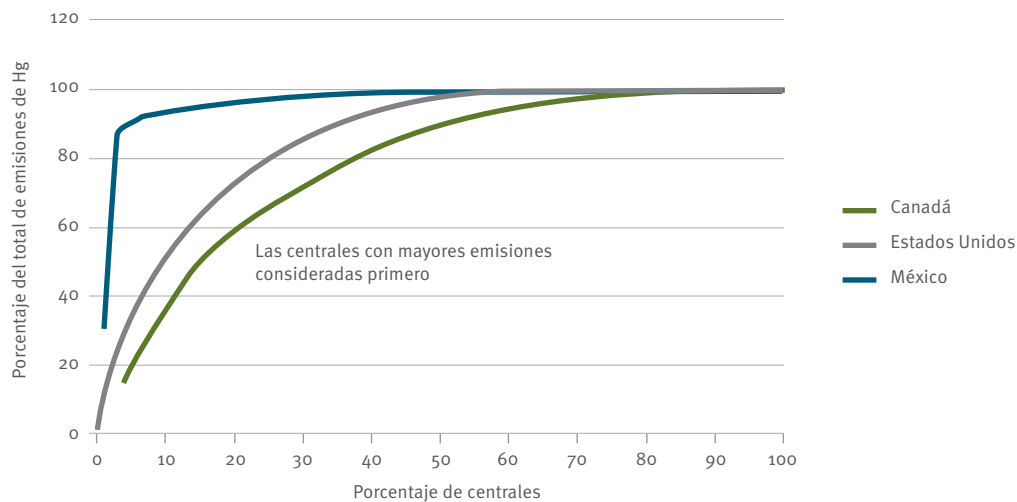
En la **gráfica 2.6** se ilustra la contribución de todas las centrales eléctricas de cada país a las emisiones totales de mercurio. Se observa que alrededor de 35% de las

**Cuadro 2.15** Emisiones estadounidenses de Hg, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	Hg (kg)	Tasa de emisión de Hg (kg/GWh)	Combustible primario
1	Monticello	Texas	14,807,478	977	0.06596	Carbón
2	James H Miller Jr	Alabama	21,328,867	892	0.04183	Carbón
3	Keystone	Pensilvania	13,488,615	874	0.06477	Carbón
4	Scherer	Georgia	24,093,772	718	0.02982	Carbón
5	Powerton	Illinois	9,469,508	702	0.07417	Carbón
6	Rockport	Indiana	17,942,286	677	0.03774	Carbón
7	Bruce Mansfield	Pensilvania	18,343,905	676	0.03688	Carbón
8	PPL Montour	Pensilvania	10,399,362	645	0.06202	Carbón
9	Martin Lake	Texas	18,250,189	639	0.03503	Carbón
10	Monroe	Michigan	18,710,600	570	0.03047	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			166,834,582	7,371		
Total, 632 centrales			2,213,760,057	49,133		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Gráfica 2.6** Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de Hg de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México



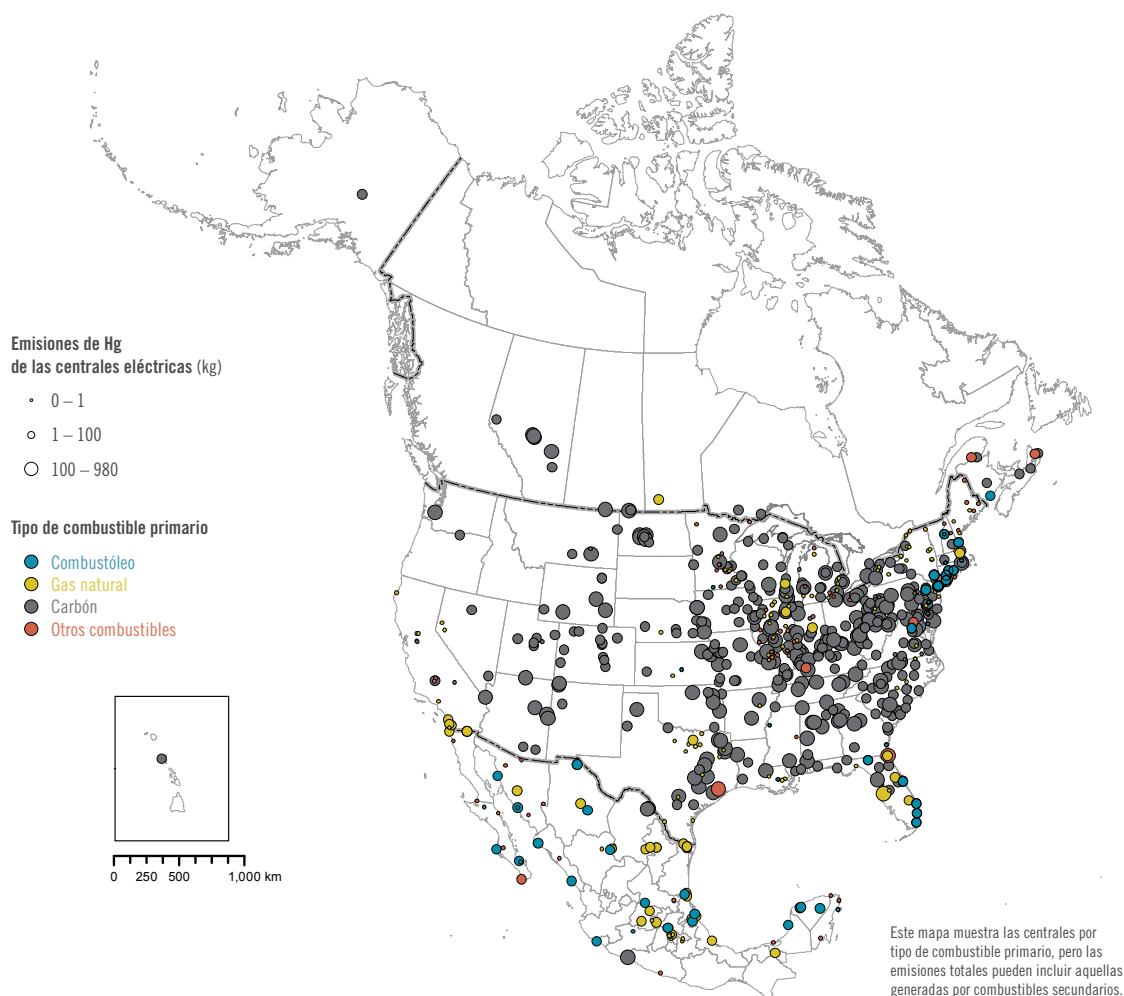
centrales de Estados Unidos dieron cuenta de 90% de las emisiones de Hg de ese país, mientras que esa misma proporción correspondió a alrededor de 5% de las centrales de México y casi 50% de las de Canadá.

La distribución geográfica de las fuentes de Hg consideradas en este informe se muestra en la **gráfica 2.7**. El tamaño de los puntos representa la escala de las emisiones, y el color, el tipo de combustible primario usado. En Canadá, las emisiones de Hg parecen ubicarse sobre todo en el sur del país, con las principales emisoras del metal —todas centrales carboeléctricas— en Alberta.

En México, las tres principales emisoras son las carboeléctricas ubicadas en la región norte y al sur de la región central, en tanto que hay menores fuentes de emisión de Hg distribuidas por todo el país, sobre todo centrales que queman combustóleo u otros combustibles.

En Estados Unidos, la mayor concentración de fuentes de emisión de Hg se encuentra en la mitad este del país, así como en una franja que atraviesa el país de sur a norte por los estados de Arizona, Nuevo México, Utah, Wyoming, Montana y Dakota del Norte. En el oeste hay sólo unos cuantos sitios de emisión de mercurio.

**Gráfica 2.7** Distribución de las fuentes de emisión de Hg atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



### 2.3.4 Emisiones de partículas suspendidas

Los datos disponibles para este informe sólo incluyen las fracciones  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$  de las emisiones de partículas suspendidas de las centrales eléctricas. En los cuadros 2.16 a 2.21 se presentan resúmenes de las emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$  derivadas de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, junto con otros parámetros como generación de energía eléctrica, tasas de emisión y tipo de combustible. Los cuadros completos se pueden consultar en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>. Para Estados Unidos, los datos sobre emisiones de partículas suspendidas tienen una cobertura limitada en comparación con los datos correspondientes a otros contaminantes (véase el apartado 2.1.3).

En Canadá, del total de 189 centrales eléctricas, 166 presentaron registros de emisiones de  $PM_{2.5}$  y 161 de  $PM_{10}$ . En ambos casos, las diez centrales con mayor cantidad de emisiones dieron cuenta de más de 70% de las emisiones totales de estas partículas registradas por centrales eléctricas canadienses en 2005. En los cuadros 2.16 y 2.17 aparecen las diez centrales canadienses con mayores emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ , respectivamente. Obsérvese que no hubo datos públicos disponibles sobre generación de energía eléctrica para al menos 50%

de las centrales. Las carboeléctricas representaron 61 y 75 por ciento de las emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ , respectivamente, en tanto que las centrales que queman “otros combustibles” dieron cuenta de 19% de las emisiones de  $PM_{2.5}$  y 10% de las de  $PM_{10}$ . Por su parte, las centrales que operan a base de gas natural generaron 12 y 8 por ciento de las emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ , respectivamente, en tanto que 8 y 6 por ciento, respectivamente, correspondió a las que utilizan combustóleo.

En México, las 102 centrales eléctricas notificaron emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ . Las diez plantas con mayores emisiones representaron más de 56 y 61 por ciento del total de emisiones registradas de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ , respectivamente, pero como se aprecia en los cuadros 2.18 y 2.19 estas centrales no fueron las que más electricidad generaron. De acuerdo con los datos de registro de México, 66.9% de las emisiones de  $PM_{2.5}$  correspondieron a centrales a base de combustóleo, mientras que las centrales carboeléctricas y de gas natural contribuyeron con 6 y 23.9 por ciento, respectivamente, y el resto correspondió a centrales que queman “otros combustibles”. En el caso de las emisiones de  $PM_{10}$ , el carbón y el gas natural dieron cuenta de 10.3 y 18.6 por ciento, respectivamente, en tanto que 68% correspondió al combustóleo.

**Cuadro 2.16** Emisiones canadienses de  $PM_{2.5}$ , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	$PM_{2.5}$ (t)	Tasa de emisión de $PM_{2.5}$ (kg/MWh)	Combustible primario
1	Dalho, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	1,882,452	934	0.50	Otros combustibles
2	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	831	0.05	Carbón
3	Lambton Generating Stat, Ontario Power Generation	Ontario	9,532,953	757	0.08	Carbón
4	Nanticoke Generating St, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	666	0.04	Carbón
5	Joffre, NOVA Chemicals Corporation / ATCO Power / EPCOR	Alberta	1,839,640	497	0.27	Gas natural
6	Battle River Generating, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	424	0.08	Carbón
7	Belle, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	3,610,361	353	0.10	Carbón
8	Holyrood Thermal, Newfoundland and Labrador Hydro	Terranova y Labrador	1,355,543	237	0.17	Combustóleo
9	Keephills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5,762,554	231	0.04	Carbón
10	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	156	0.04	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			65,654,299*	5,084		
Total, 166 centrales			130,047,775	7,208		

\* No hubo datos públicamente disponibles sobre generación de electricidad para 88 de las 166 centrales eléctricas canadienses. Nota: Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.17** Emisiones canadienses de PM<sub>10</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	PM <sub>10</sub> (t)	Tasa de emisión de PM <sub>10</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Nanticoke Generating St, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	2,124	0.12	Carbón
2	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9,532,953	2,123	0.22	Carbón
3	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	1,005	0.07	Carbón
4	Dalho, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	1,882,452	963	0.51	Otros combustibles
5	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	651	0.13	Carbón
6	Joffre, NOVA Chemicals Corporation / ATCO Power / EPCOR	Alberta	1,839,640	624	0.34	Gas natural
7	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9,301,772	581	0.06	Carbón
8	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	543	0.15	Carbón
9	Kepphills Thermal, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5,762,554	534	0.09	Carbón
10	Belle, New Brunswick Power Generation Corporation	Nueva Brunswick	3,610,361	491	0.14	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>73,600,528*</b>	<b>9,640</b>		
<b>Total, 161 centrales</b>			<b>129,195,216</b>	<b>13,448</b>		

\* No hubo datos públicamente disponibles sobre generación de electricidad para 94 de las 161 centrales eléctricas canadienses. Nota: Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquéllas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.18** Emisiones mexicanas de PM<sub>2.5</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	PM <sub>2.5</sub> (t)	Tasa de emisión de PM <sub>2.5</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	6,033	0.572	Combustóleo
2	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	5,561	0.633	Combustóleo
3	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	4,241	0.485	Combustóleo
4	CT Altamira, CFE	Tamaulipas	3,776,214	2,205	0.584	Combustóleo
5	CT José Aceves Pozos, CFE	Sinaloa	3,693,831	2,076	0.562	Combustóleo
6	CT Villa de Reyes, CFE	San Luis Potosí	3,243,039	2,069	0.638	Combustóleo
7	CT Puerto Libertad, CFE	Sonora	3,517,521	1,990	0.566	Combustóleo
8	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	1,460	0.156	Carbón
9	CD General Agustín Olachea Avilés, CFE	Baja California Sur	488,572	1,419	2.905	Combustóleo
10	CT Guadalupe Victoria, CFE	Durango	2,305,169	1,310	0.568	Combustóleo
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>54,454,967</b>	<b>36,765</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180,995,630</b>	<b>50,255</b>		

Nota: Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquéllas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.19** Emisiones mexicanas de PM<sub>10</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	PM <sub>10</sub> (t)	Tasa de emisión de PM <sub>10</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	8,277	0.785	Combustóleo
2	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	7,630	0.869	Combustóleo
3	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	5,804	0.664	Combustóleo
4	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	3,370	0.360	Carbón
5	CT Altamira, CFE	Tamaulipas	3,776,214	3,026	0.801	Combustóleo
6	CT Carbón II, CFE	Coahuila	8,996,793	3,012	0.335	Carbón
7	CT José Aceves Pozos, CFE	Sinaloa	3,693,831	2,849	0.771	Combustóleo
8	CT Villa de Reyes, CFE	San Luis Potosí	3,243,039	2,839	0.875	Combustóleo
9	CT Puerto Libertad, CFE	Sonora	3,517,521	2,731	0.776	Combustóleo
10	CD General Agustín Olachea Avilés, CFE	Baja California Sur	488,572	1,925	3.939	Combustóleo
Total, 10 centrales a la cabeza			61,146,591	41,461		
Total, 102 centrales			180,995,630	67,710		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquéllas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

En Estados Unidos, sólo notificaron emisiones de PM<sub>2.5</sub> y PM<sub>10</sub> 1,182 de las 2,728 centrales, mismas que dieron cuenta de 75% de la electricidad total generada por las 2,728 en su conjunto. Más de 92% de las emisiones de PM<sub>2.5</sub> procedieron de las 250 centrales que emitieron más PM<sub>2.5</sub>, de las cuales 96.4% quemaban carbón, 2.8%, combustóleo y 0.8%, gas natural. Asimismo, más de 92% de las emisiones de PM<sub>10</sub> fueron generadas por las 250 principales centrales emisoras de PM<sub>10</sub>, de las

cuales 96.8% quemaban carbón, 2.4%, combustóleo y 0.8%, gas natural.

Las diez centrales estadounidenses con mayores emisiones de PM<sub>2.5</sub> y PM<sub>10</sub> dieron cuenta de 16 y 15 por ciento, respectivamente, de las emisiones de estos contaminantes generadas por las 1,182 centrales estadounidenses consideradas (**cuadros 2.20 y 2.21**).

En la **gráfica 2.8** se ilustra la contribución a las emisiones totales de PM<sub>2.5</sub> y PM<sub>10</sub> de todas las centra-

**Cuadro 2.20** Emisiones estadounidenses de PM<sub>2.5</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	PM <sub>2.5</sub> (t)	Tasa de emisión de PM <sub>2.5</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Keystone	Pensilvania	13,488,615	8,699	0.6449	Carbón
2	Bowen	Georgia	22,337,864	8,274	0.3704	Carbón
3	Hatfields Ferry Power Station	Pensilvania	8,672,997	7,477	0.8621	Carbón
4	Crist	Florida	5,008,182	7,193	1.4363	Carbón
5	Homer City Station	Pensilvania	13,599,227	7,161	0.5266	Carbón
6	PPL Montour	Pensilvania	10,399,362	6,792	0.6531	Carbón
7	Conesville	Ohio	9,716,702	5,700	0.5866	Carbón
8	E C Gaston	Alabama	11,273,347	5,684	0.5042	Carbón
9	Warrick	Indiana	4,392,558	5,619	1.2791	Carbón
10	Mt Storm	Virginia Occidental	10,763,271	5,345	0.4966	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			109,652,125	67,944		
Total, 1,182 centrales			2,230,007,077	421,877		

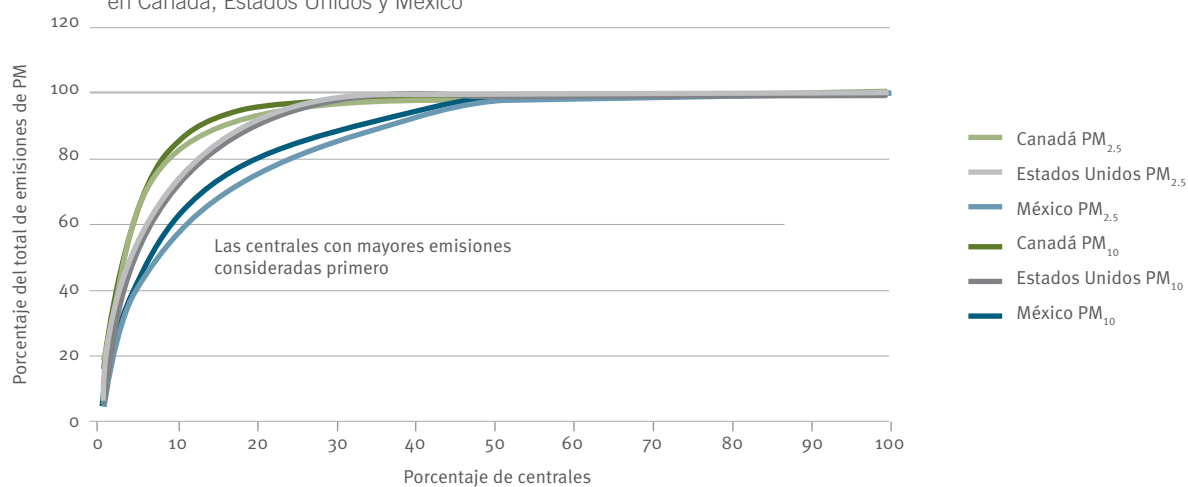
*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquéllas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.21** Emisiones estadounidenses de  $PM_{10}$ , 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	$PM_{10}$ (t)	Tasa de emisión de $PM_{10}$ (kg/MWh)	Combustible primario
1	Bowen	Georgia	22,337,864	11,016	0.4932	Carbón
2	Keystone	Pensilvania	13,488,615	9,632	0.7141	Carbón
3	Hatfields Ferry Power Station	Pensilvania	8,672,997	9,283	1.0703	Carbón
4	Homer City Station	Pensilvania	13,599,227	8,100	0.5956	Carbón
5	Crist	Florida	5,008,182	8,086	1.6146	Carbón
6	PPL Montour	Pensilvania	10,399,362	7,580	0.7289	Carbón
7	Warrick	Indiana	4,392,558	7,461	1.6987	Carbón
8	E C Gaston	Alabama	11,273,347	6,513	0.5777	Carbón
9	Conesville	Ohio	9,716,702	6,086	0.6264	Carbón
10	PPL Brunner Island	Pensilvania	10,167,210	5,675	0.5581	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>109,056,064</b>	<b>79,432</b>		
<b>Total, 1,182 centrales</b>			<b>2,230,007,077</b>	<b>514,156</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Gráfica 2.8** Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$  de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México

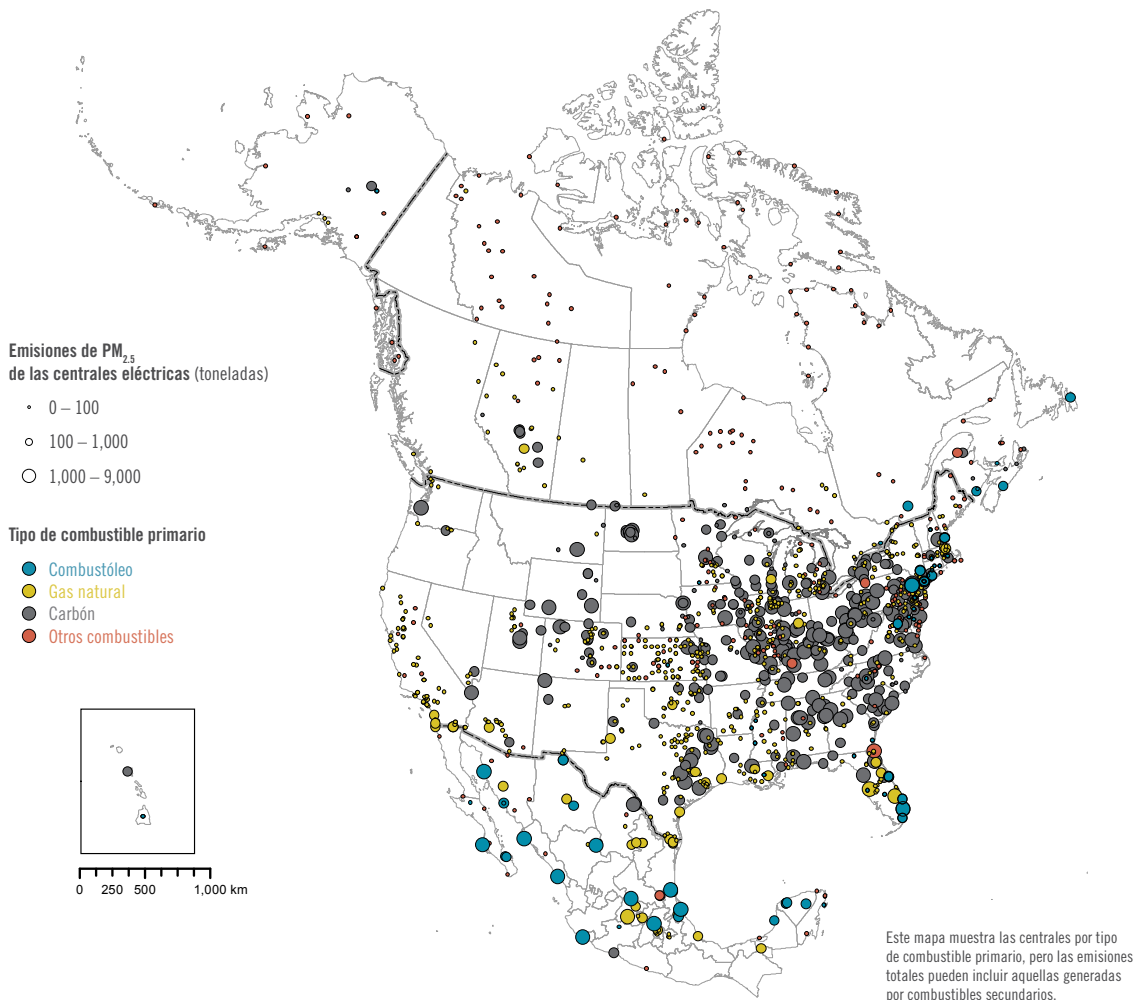


las eléctricas de cada país consideradas en este informe, desde las que emiten más hasta las que emiten menos. Se observa que para Estados Unidos y Canadá, 20% del número total de centrales generó alrededor de 90% del total de emisiones de partículas suspendidas en cada país. En cuanto a México, esa misma proporción correspondió a 35% del total de centrales del país.

En el caso de Canadá, algunas tasas de emisión se calcularon con base en la generación de electricidad estimada, de manera que deben tomarse con ciertas reservas. Por lo que toca a Estados Unidos, la mayoría

de las centrales tienen tasas de emisión de  $PM_{2.5}$  bajas, en el orden de 0.00-0.05 kg/MWh y 0.05-0.10 kg/MWh. El primer intervalo incluye muchas más centrales de gas natural que el segundo; hay un número similar de centrales que usan combustóleo en ambos intervalos y más carboeléctricas en el segundo intervalo. Algo similar ocurre con la tasa de emisión de  $PM_{10}$ , salvo que el intervalo predominante para las carboeléctricas es de 0.10 a 0.15 kg/MWh. En Estados Unidos el coeficiente  $PM_{2.5}/PM_{10}$  es muy variable, aunque casi 70% de las centrales tienen un coeficiente superior a 0.8.

**Gráfica 2.9** Distribución de las fuentes de emisión de  $PM_{2.5}$  atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



La distribución geográfica de las fuentes de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$  para 2005 se muestra en las **gráficas 2.9 y 2.10**, respectivamente. Al igual que en los mapas anteriores, el tamaño de los puntos representa la escala de las emisiones, y el color, el tipo de combustible primario usado. En Canadá, la distribución geográfica de las fuentes que emiten partículas suspendidas (tanto  $PM_{2.5}$  como  $PM_{10}$ ) es evidente: incluye centrales en Yukón, los Territorios del Noroeste y Nunavut, aunque las más importantes son las carboeléctricas de Alberta. Algunas centrales que usan combustóleo en Nueva Brunswick, Nueva Escocia y Terranova y Labrador destacan por sus emisiones de  $PM_{10}$ , igual que sucede con algunas carboeléctricas en las primeras dos de esas provincias. Las mismas centrales son importantes fuentes de  $PM_{2.5}$ , sólo

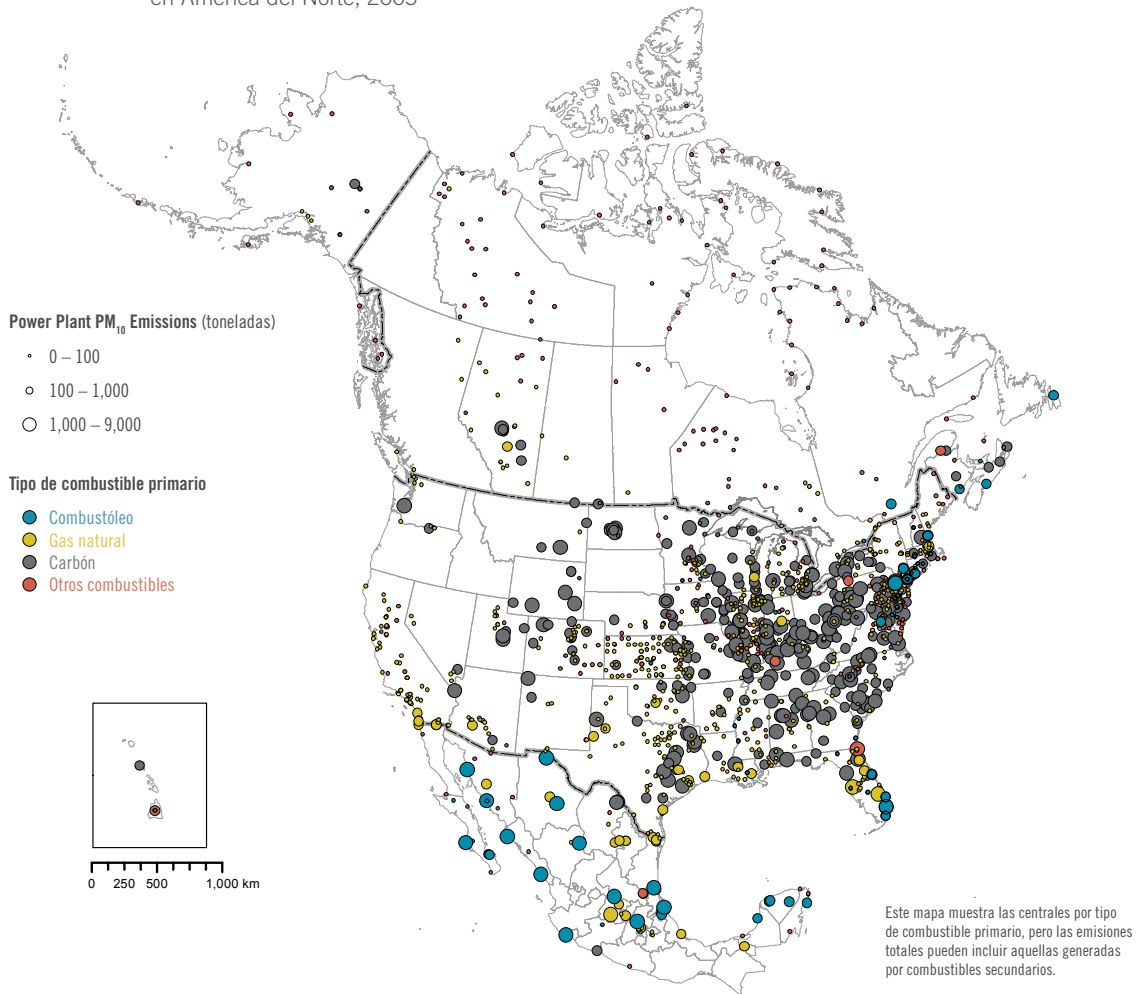
que algunas de las carboeléctricas se encuentran en el intervalo de emisiones de 0-100 t/año, mientras que las emisiones de las centrales que operan con combustóleo tienden a ubicarse en el intervalo de 100-1,000 t/año.

En México, se encuentran distribuidas por todo el país centrales eléctricas que queman carbón, combustóleo o gas natural y que son fuentes de  $PM_{2.5}$  y  $PM_{10}$ , con emisiones que van de 1,000 a 9,700 t/año.

En consonancia con la distribución geográfica de otros contaminantes ( $SO_2$ ,  $NO_x$  y Hg), en Estados Unidos un gran número de centrales eléctricas —en su mayoría carboeléctricas— emitieron partículas suspendidas en la mitad este del país. Como ocurre con Canadá y México, la distribución de fuentes de  $PM_{10}$  en Estados Unidos es muy similar a la de fuentes de  $PM_{2.5}$ .



**Gráfica 2.10** Distribución de las fuentes de emisión de  $PM_{10}$  atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



### 2.3.5 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Las emisiones de GEI provenientes de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles se resumen en este apartado, junto con otros parámetros como generación de energía eléctrica, factores de emisión y tipo de combustible. Para este informe sólo se consideraron las emisiones de  $CO_2$ ,  $CH_4$  y  $N_2O$ , pues éstos son los principales gases de efecto invernadero emitidos por las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles (véase el apartado 3.3.5). De modo que cuando se hace referencia al total de emisiones de GEI debe entenderse que únicamente se incluyen esos tres gases. En los cuadros 2.23-2.25 se resumen los datos para  $CO_2$  de las centrales eléctricas de cada país. El detalle

de las emisiones de  $CH_4$  y  $N_2O$  por país se puede consultar en línea, en: [www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas) (cuadros 2.26-2.31).

Como se mencionó a propósito del cambio climático en el apartado 2.1, el  $CO_2$  es, con mucho, el principal GEI emitido por el sector de generación de energía eléctrica en América del Norte. En el cuadro 2.22 se resumen las emisiones de GEI de las centrales eléctricas en los tres países, donde se aprecia que las emisiones de  $CO_2$  representan más de 99% del total de tales emisiones de GEI en cada país. Expresadas en términos de toneladas de dióxido de carbono equivalente ( $t\ CO_2\text{-eq}$ ), las emisiones de  $N_2O$  constituyen menos de 0.5% del total y las emisiones de  $CH_4$  un porcentaje aún menor.

**Cuadro 2.22** Emisiones totales y tasas de emisión de los principales GEI generados por centrales eléctricas en América del Norte, 2005

Contaminante	Canadá		México		Estados Unidos		América del Norte
	Emisiones Tg CO <sub>2</sub> -eq	Tasa de emisión t CO <sub>2</sub> -eq/MWh	Emisiones Tg CO <sub>2</sub> -eq	Tasa de emisión t CO <sub>2</sub> -eq/MWh	Emisiones Tg CO <sub>2</sub> -eq	Tasa de emisión t CO <sub>2</sub> -eq/MWh	Emisiones Tg CO <sub>2</sub> -eq
CO <sub>2</sub>	121.3	0.90681	117.7	0.6505	2419.5	0.81533	2658.5
CH <sub>4</sub>	0.1	0.00046	0.05	0.0003	0.7	0.00024	0.8
N <sub>2</sub> O	1.1	0.00954	0.54	0.0030	11.0	0.00370	12.6
<b>TOTAL</b>	<b>122.4</b>	<b>0.91531</b>	<b>118.3</b>	<b>0.65378</b>	<b>2431.2</b>	<b>0.81927</b>	<b>2671.9</b>

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente.

En Canadá, 72 de las 189 centrales eléctricas notificaron emisiones de CO<sub>2</sub> al GHGRP, aunque 14 de esas 72 no presentaron registros de emisiones de CH<sub>4</sub> ni de N<sub>2</sub>O. Las emisiones totales de GEI en unidades de CO<sub>2</sub>-eq de las 72 centrales incluidas en el estudio ascendieron a 122 millones de toneladas. Si considera que las 72 centrales generan un total estimado de 133,764 GWh, la tasa nacional promedio de emisión fue de 0.92 t CO<sub>2</sub>-eq/MWh (o 920 kg CO<sub>2</sub>-eq/MWh). Las emisiones de CO<sub>2</sub> ascendieron a 121,299,282 toneladas (99.1% del total de GEI registrado por las centrales eléctricas canadienses para 2005), mientras que las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O sumaron 2,465 y 3,501 toneladas, respectivamente. Así, en términos tanto de emisiones netas como de potencial de calentamiento global, el CO<sub>2</sub> fue el principal gas de efecto invernadero emitido por estas plantas.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> dependen en buena medida del tipo de combustible usado. Los carbones subbituminosos, por ejemplo, tienen factores de emisión del orden de 0.1 kg/MJ, el combustóleo (fueloil residual núm. 6)<sup>9</sup> de 0.07kg/MJ y el gas natural de 0.05 kg/MJ (es decir, aproximadamente la mitad del carbón). Si bien existen otros factores que también afectan la tasa de emisión de CO<sub>2</sub> de las centrales por tipo de combustible, en términos generales puede afirmarse que el carbón genera más emisiones que el combustóleo y éste, a su vez, más emisiones que el gas natural.

Las diez centrales que emitieron más CO<sub>2</sub> (**cuadro 2.23**) fueron carboeléctricas y representaron alrededor de 69% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> registradas por las centrales eléctricas canadienses en 2005. Por la forma en que se calculó la electricidad generada en el caso de Canadá, la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> fue bastante proporcional respecto a la electricidad generada. Sin embargo, es importante recordar que los datos sobre emisiones de GEI representan sólo a poco más de un tercio de las centrales eléctricas canadienses inclui-

das en este informe. Los datos detallados sobre emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O para las 58 centrales que presentaron registros al respecto pueden consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

En México, las emisiones totales de gases de efecto invernadero de las 102 centrales eléctricas consideradas ascendieron a 118 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq, distribuidas de la siguiente manera: 117,737,070 t de CO<sub>2</sub> (o 99.5% del total), 2,569 t de CH<sub>4</sub> y 1,745 t de N<sub>2</sub>O. Los datos detallados sobre las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O de las centrales eléctricas mexicanas pueden consultarse en línea, en: <[www.ccc.org/centraleselectricas](http://www.ccc.org/centraleselectricas)>.

Sólo hay tres plantas de generación carboeléctrica en México, de modo que entre las diez centrales con mayores emisiones de CO<sub>2</sub> la mayoría usan combustóleo. Las diez principales emisoras de CO<sub>2</sub> (**cuadro 2.24**) representaron 57% del total de emisiones de CO<sub>2</sub>. La tasa nacional promedio de emisión de GEI se calculó en 0.6538 t CO<sub>2</sub>-eq/MWh (o 653.8 kg CO<sub>2</sub>-eq/MWh).

En Estados Unidos, las 2,728 centrales eléctricas incluidas en este informe emitieron GEI por un total de 2,431 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq; de ese total de instalaciones, 2,718 presentaron datos sobre emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O. La tasa promedio de emisión de GEI de las centrales estadounidenses se estimó en 0.82 t CO<sub>2</sub>-eq/MWh (u 820 CO<sub>2</sub>-eq kg/MWh). Las emisiones de CO<sub>2</sub> de centrales eléctricas estadounidenses ascendieron a 2,419,514,935 toneladas (o 99.5% de las emisiones totales de GEI), mientras que las emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O fueron de 33,590 y 35,428 toneladas, respectivamente. La gran disparidad en la producción total de electricidad entre los tres países resulta evidente al comparar las cantidades de CO<sub>2</sub> emitido. Las 16 centrales con mayores emisiones de CO<sub>2</sub> en Estados Unidos produjeron más de 280 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, cifra superior a las emisiones combinadas de CO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas canadienses y mexicanas.

Respecto a la tasa de emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible, el valor para el carbón es de 0.94 t/MWh

9. Véase el apartado 3.2.2.

**Cuadro 2.23** Emisiones canadienses de CO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Provincia	Generación de energía eléctrica (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17,778,061	17,585,856	989	Carbón
2	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15,116,034	15,790,482	1,045	Carbón
3	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9,301,772	8,873,134	954	Carbón
4	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9,532,953	8,694,815	912	Carbón
5	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6,066,671	6,697,605	1,104	Carbón
6	Keephills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5,762,554	6,041,060	1,048	Carbón
7	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,892,719	5,927,674	1,006	Carbón
8	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5,077,593	5,285,838	1,041	Carbón
9	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nueva Escocia	4,653,774	4,417,130	949	Carbón
10	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3,699,109	4,083,816	1,104	Carbón
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>82,881,240</b>	<b>83,397,410</b>		
<b>Total, 72 centrales</b>			<b>133,764,697</b>	<b>121,299,282</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Cuadro 2.24** Emisiones mexicanas de CO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), CFE	Guerrero	14,275,114	15,163,296	1,062	Carbón
2	CT José López Portillo (Río Escondido), CFE	Coahuila	9,357,259	10,106,597	1,080	Carbón
3	CT Carbón II, CFE	Coahuila	8,996,793	9,072,240	1,008	Carbón
4	CT Pdte. Adolfo López Mateos, CFE	Veracruz	10,547,560	7,971,795	756	Combustóleo
5	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I), CFE	Colima	8,783,848	7,344,902	836	Combustóleo
6	CT Francisco Pérez Ríos, CFE	Hidalgo	8,741,955	6,201,080	709	Combustóleo
7	CT Altamira, CFE	Tamaulipas	3,776,214	2,925,631	775	Combustóleo
8	CT José Aceves Pozos, CFE	Sinaloa	3,693,831	2,746,102	743	Combustóleo
9	CT Villa de Reyes, CFE	San Luis Potosí	3,243,039	2,737,971	844	Combustóleo
10	CT Puerto Libertad, CFE	Sonora	3,517,521	2,633,385	749	Combustóleo
<b>Total, 10 centrales a la cabeza</b>			<b>74,933,133</b>	<b>66,902,998</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180,995,630</b>	<b>117,737,070</b>		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

(o 940 kg/MWh); para el combustóleo, 0.74 t/MWh (740 kg/MWh) y para el gas natural, 0.42 t/MWh (420 kg/MWh). En términos del número de centrales eléctricas que emiten CO<sub>2</sub>, el gas natural fue el combustible predominante en 50% de los casos (en tanto que 27 y 22 por

ciento de las centrales estadounidenses con emisiones de CO<sub>2</sub> quemaban combustóleo y carbón, respectivamente). Sin embargo, en lo relativo a la generación de energía eléctrica, el carbón se usó para producir 71% del total de electricidad a partir de combustibles fósiles, seguido

**Cuadro 2.25** Emisiones estadounidenses de CO<sub>2</sub>, 2005, ordenadas por volumen (10 centrales con mayores emisiones)

	Nombre de la central	Estado	Generación de energía eléctrica (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Tasa de emisión de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible primario
1	Scherer	Georgia	24,093,772	23,624,208	981	Carbón
2	James H Miller Jr	Alabama	21,328,867	20,420,588	957	Carbón
3	Bowen	Georgia	22,337,864	20,100,262	900	Carbón
4	Gibson	Indiana	22,442,805	19,728,329	879	Carbón
5	Martin Lake	Texas	18,250,189	19,589,278	1,073	Carbón
6	W A Parish	Texas	19,688,219	18,781,879	954	Carbón
7	Navajo	Arizona	17,030,674	17,851,193	1,048	Carbón
8	Colstrip	Montana	16,240,783	17,435,515	1,074	Carbón
9	General James M Gavin	Ohio	19,142,304	17,093,603	893	Carbón
10	Jeffrey Energy Center	Kansas	15,145,728	16,441,720	1,086	Carbón
Total, 10 centrales a la cabeza			195,701,205	191,066,576		
Total, 2,728 centrales			2,967,510,824	2,419,514,935		

*Nota:* Debido al redondeo, los totales pueden variar ligeramente. Las emisiones totales de las instalaciones pueden incluir tanto las generadas por el combustible primario como aquellas debidas a combustibles secundarios. El conjunto completo de datos puede consultarse en línea, en: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

por el gas natural con 25% y el combustóleo con 3.6%. Así pues, los resultados indican que en Estados Unidos el combustóleo es una fuente menor de CO<sub>2</sub>, en comparación con el carbón, el gas natural y otros combustibles.

En el **cuadro 2.25** se muestra que las diez centrales estadounidenses con mayores emisiones de CO<sub>2</sub> dieron cuenta de 8% de todas las emisiones de CO<sub>2</sub> registradas por las centrales eléctricas estadounidenses en 2005.

En la **gráfica 2.11** se ilustra la contribución a las emisiones totales de CO<sub>2</sub> de todas las centrales de cada país para las que se dispuso de datos, en orden descendente: desde las que más emitieron hasta las que menos. Se aprecia que 20% del número total de centrales en Estados Unidos dio cuenta de aproximadamente 90% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en tanto que en los casos de Canadá y México la proporción correspondiente estuvo dada por 35% de las centrales eléctricas de cada país (aunque debe recordarse que sólo hubo datos disponibles sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> para poco más de un tercio de las centrales eléctricas canadienses incluidas en este informe). Como ya se mencionó, las emisiones de CO<sub>2</sub> son en gran medida proporcionales a la electricidad generada: las centrales eléctricas con la mayor generación son también las que presentan las mayores emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para Canadá, algunas tasas de emisión se calcularon con base en la generación estimada de energía eléctrica, por lo que deben tomarse con algunas reservas. En el caso de Estados Unidos, más de 92% de las centrales

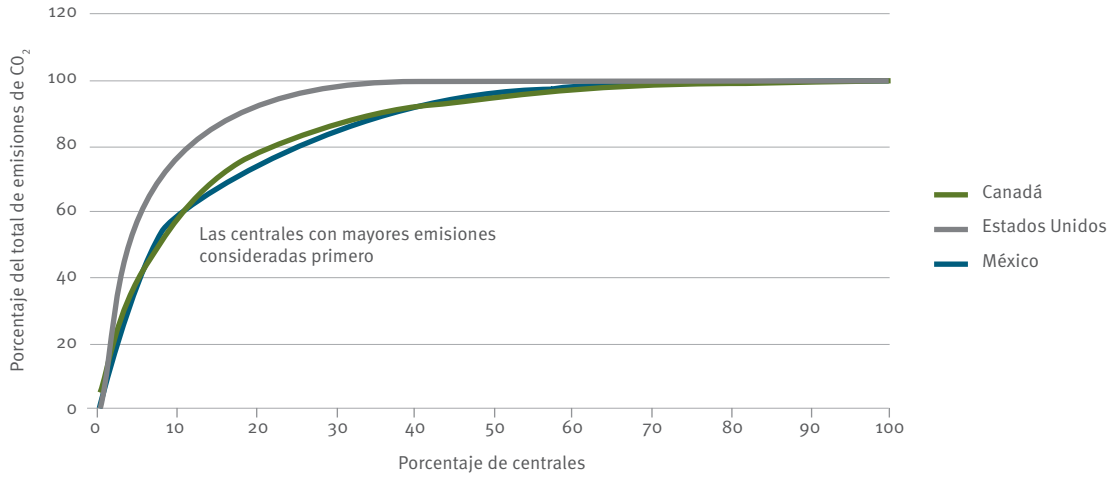
eléctricas consideradas tuvieron una tasa de emisión de CO<sub>2</sub> en el intervalo de 200 a 1,500 kg/MWh, mismo intervalo en el que se ubicaron alrededor de 80% de las centrales de México, independientemente de la tecnología o el tipo de combustible utilizado. Se precisa un análisis más detallado de las centrales con tasas de emisión superiores a este umbral, resultados que pueden explicarse, entre otras razones, por un posible sesgo en los datos, porque haya habido episodios de operación inusual o simplemente debido a que las centrales eran en extremo ineficientes.

La distribución geográfica de las fuentes de CO<sub>2</sub> para 2005 se muestra en la **gráfica 2.12**. El tamaño de los puntos representa la escala de las emisiones, y el color, el tipo de combustible usado. En Canadá, las dos principales centrales emisoras de CO<sub>2</sub> —ambas carboeléctricas— se ubicaron en las provincias de Alberta y Ontario.

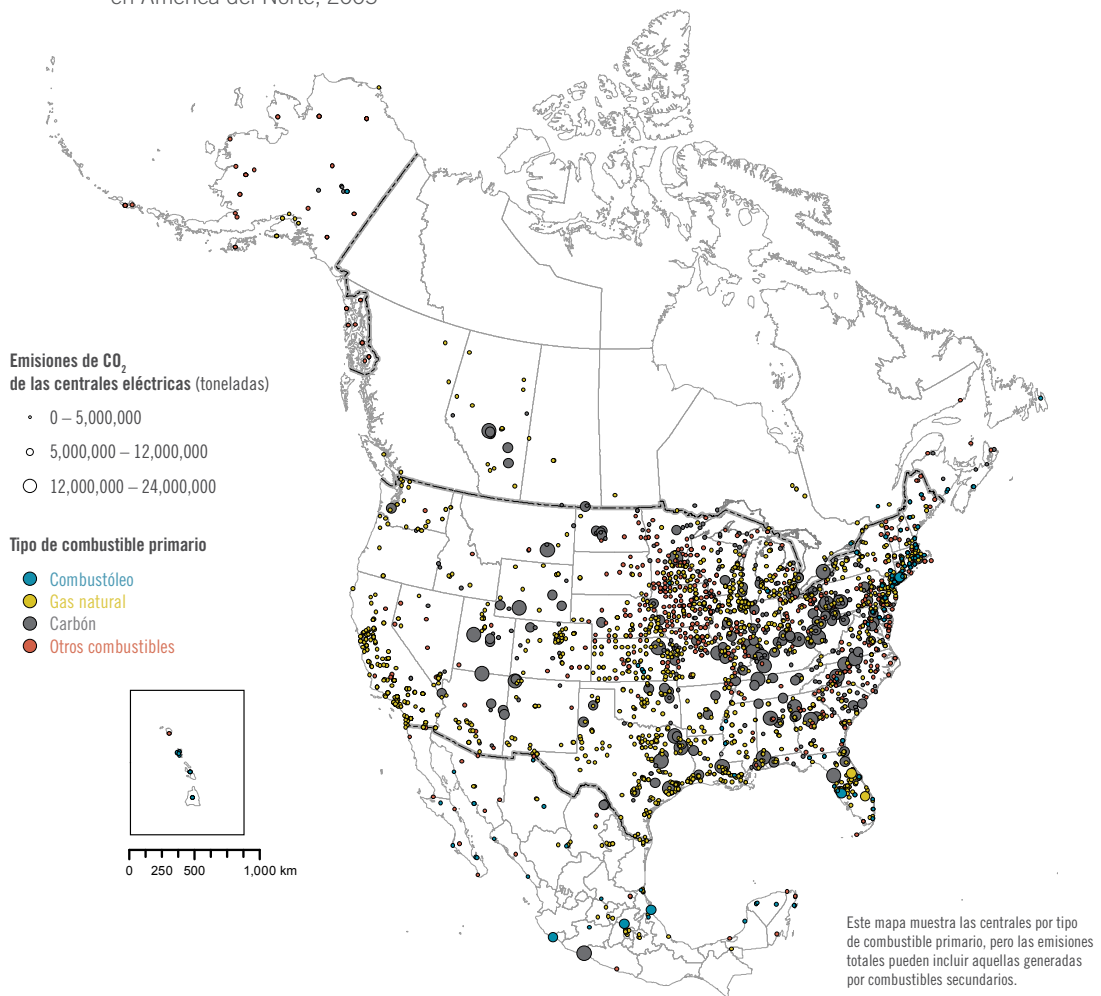
En México, en cambio, hay una distribución más uniforme a través del país, con un sitio aislado de emisiones muy elevadas en el estado de Guerrero, en la costa del Pacífico.

En consonancia con la distribución geográfica de las fuentes de otros contaminantes mencionados en el presente informe, en Estados Unidos un gran número de centrales eléctricas emitió CO<sub>2</sub> en la mitad este del país, con importantes concentraciones también en California y Texas (259 y 191 centrales, respectivamente). También hay algunas carboeléctricas con grandes emisiones en los estados de la región central del país.

**Gráfica 2.11** Contribución de las instalaciones individuales a las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas en Canadá, Estados Unidos y México



**Gráfica 2.12** Distribución de las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> atribuibles a las centrales eléctricas en América del Norte, 2005



## 2.3.6 Análisis

### 2.3.6.1 Relación entre combustibles usados y contaminantes emitidos

Los perfiles de las emisiones originadas por las centrales eléctricas de América del Norte que se analizan en este informe dependen del tipo y tamaño de la planta, la tecnología de generación y los combustibles usados. Los datos correspondientes a 2005 muestran que tanto en Canadá como en Estados Unidos las carboeléctricas fueron responsables de la mayor parte de las emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio (CAC):  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{PM}_{10}$  y  $\text{PM}_{2.5}$ . En México, diez centrales —siete de las cuales operan con combustóleo— registraron 78 por ciento de las emisiones de  $\text{SO}_2$ . Sin embargo, cabe señalar que las tres carboeléctricas mexicanas registraron las mayores emisiones de  $\text{NO}_x$  y contribuyeron de manera importante a las emisiones de  $\text{SO}_2$ . Respecto a las emisiones de partículas suspendidas ( $\text{PM}_{2.5}$  y  $\text{PM}_{10}$ ), dos terceras partes de las emisiones generadas por las centrales eléctricas en México fueron consecuencia de la quema de combustóleo.

Las carboeléctricas de Canadá y Estados Unidos, junto con las centrales mexicanas a base de combustóleo, registraron las mayores emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI), en particular  $\text{CO}_2$  (aunque en Canadá y México, las centrales que queman gas natural fueron las principales fuentes de  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2\text{O}$ ).

Por último, los datos de este informe muestran que en los tres países las emisiones de mercurio (Hg) obedecieron sobre todo a la combustión de carbón. En Canadá y Estados Unidos, las carboeléctricas representaron 98 por ciento de todas las emisiones de Hg originadas por centrales eléctricas que usan combustibles fósiles, y en México, casi 88 por ciento.

Así pues, estos datos confirman los hallazgos de otras fuentes a las que se hace referencia en este informe: las centrales eléctricas de América del Norte que usan combustibles fósiles generan grandes volúmenes de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

Este análisis también revela que diversos factores adicionales, como la generación eléctrica total, la capacidad, la antigüedad y la eficiencia de las centrales, influyen de manera significativa. Muchas de las centrales con mayores emisiones no son necesariamente las que más electricidad generan. Un dato interesante es que, de acuerdo con la información disponible, Estados Unidos registra emisiones per cápita mayores que las de Canadá y México para muchos contaminantes, lo que guarda

relación con el gran número de carboeléctricas que hay en suelo estadounidense. No obstante, si se considera la cantidad de electricidad generada por algunas de estas centrales, resulta que en realidad muchas plantas estadounidenses registraron tasas globales de emisión de  $\text{CO}_2$  menores que las de los otros dos países.

Al examinar las cinco mayores centrales eléctricas de cada país, en lo que respecta a generación de electricidad, se observa que, salvo dos centrales en México que usan combustóleo, el resto son carboeléctricas. Ésa es una señal del valor estratégico del carbón como combustible, aunque en lo concerniente al potencial para producir contaminación el carbón es el “más sucio” de los combustibles fósiles. Pese a la diferencia en los niveles de desarrollo económico y consumo de energía entre los tres países, estas cinco mayores plantas son de magnitud similar. Las centrales estadounidenses tenían cada cual una capacidad promedio de alrededor de 3,300 MW; las canadienses, de 2,000 MW, y las mexicanas, de 1,600 MW. Los factores de planta<sup>10</sup> promedio de las centrales fueron de 0.78, 0.70 y 0.76, respectivamente.

Estos datos indican que las cinco mayores centrales en Estados Unidos y México generan electricidad durante una mayor parte del año que las cinco mayores centrales de Canadá (recuérdese que en este país la principal fuente de energía eléctrica es la hidroelectricidad, por lo que no hay necesidad de que las centrales que usan combustibles fósiles operen a una mayor capacidad). Para estas cinco mayores centrales de los tres países, las tasas de emisión de  $\text{CO}_2$  son todas de magnitud similar; sin embargo, respecto de otros contaminantes las tasas de emisión de las centrales mexicanas suelen ser mucho mayores que las de las plantas eléctricas en Estados Unidos, lo que indica ya sea una falta de equipo de control ambiental o bien un desempeño deficiente de las instalaciones mexicanas. Por otro lado, las centrales canadienses tuvieron tasas de emisión inferiores a las estadounidenses, excepto para  $\text{NO}_x$ .

### 2.3.6.2 Fuentes, disponibilidad y calidad de los datos sobre emisiones

Aunque los datos de los inventarios de emisiones de Canadá y México mejoraron de manera considerable de 2002 a 2005, su nivel de detalle aún no es equiparable al de los datos estadounidenses. En el caso de Canadá, falta mucha información relativa a la generación eléctrica por central, así como sobre tecnologías para el control de la

10. Véase la nota 7.

contaminación. En cuanto a México, la mayoría de las emisiones se calcularon con base en los factores de emisión AP-42 de la EPA y una pequeña cantidad de datos se generó mediante monitoreo *in situ* (en las propias instalaciones), pero no se usaron métodos como el monitoreo continuo de emisiones.

Aunque las fuentes estadounidenses (del NEI y la base de datos eGRID) aportaron por mucho los datos de mejor calidad, a veces también presentaron discrepancias. Por otro lado, en ninguno de los tres países hubo fuentes alternativas de información disponibles para realizar una referencia cruzada de los datos y verificarlos cuando se presentaba alguna discrepancia.

Por ejemplo, 105 centrales consumieron más electricidad de la red que la cantidad que aportaron, lo que arrojó como resultado —según se indica en el apartado 2.1.3— una cifra negativa o cero para la generación neta anual de energía eléctrica. Algunas centrales generan la electricidad que requieren para su proceso y pueden devolver los excedentes a la red, lo que a su vez puede traducirse en una medición neta de cero o negativa para el consumo de energía a partir de la red. No obstante, algunos contaminantes se emiten en todo momento durante la generación de energía eléctrica, por lo que deberían tenerse en cuenta para los inventarios de emisiones. Sin embargo, como la eGRID no proporciona todos los datos sobre la generación total (sino sólo la generación neta), resulta imposible determinar las tasas de emisión.

Otro ejemplo son las tasas de emisión extremadamente altas obtenidas a partir de algunos datos de la eGRID (como ocurrió con las altísimas tasas de emisión de SO<sub>2</sub> para un reducido número de centrales estadounidenses), y hay casos similares en Canadá y México. Estas discrepancias ponen de relieve la necesidad de contar con más fuentes de información y datos complementarios que permitan evaluar adecuadamente las emisiones.

Otro hallazgo destacado es que las tasas promedio de emisión de CO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas estadounidenses fueron inferiores a las de Canadá y México; no obstante, las 16 centrales estadounidenses con mayores emisiones de CO<sub>2</sub> generaron una cantidad superior a la suma de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los otros dos países.

Se debe tener cautela al interpretar los resultados de este informe, ya que, cuando no hubo datos disponibles para ciertos parámetros, éstos se tuvieron que estimar. El uso de factores de emisión, al igual que las modificaciones a las metodologías de estimación, pueden ser elementos importantes cuando se trata de evaluar los cambios registrados en las emisiones a lo largo del tiempo; así ocurrió en el caso de las emisiones de mercurio estimadas para México entre 2002 y 2005 con diferentes metodologías, lo que arrojó una aparente disminución en las emisiones calculadas durante ese periodo.

Transporte de carbón por ferrocarril  
Virginia, Estados Unidos





## 3. Centrales eléctricas que operan con combustibles fósiles: información fundamental

### 3.1 Tecnologías para generar electricidad a partir de combustibles fósiles

A grandes rasgos, para generar electricidad con combustibles fósiles, éstos han de quemarse en presencia del oxígeno contenido en el aire. Este proceso de combustión permite liberar la energía contenida en el combustible en forma de calor, lo que origina gases muy calientes. La energía liberada se puede usar de dos maneras. En los motores de combustión interna, los gases calientes producidos por la combustión se comprimen y luego se usan directamente para accionar el generador eléctrico y los equipos auxiliares [15, 16, 45, 46]. El otro método consiste en usar los gases calientes para calentar agua y producir así vapor a temperatura y presión elevadas. El vapor producido acciona entonces una turbina o unidad de generación para producir electricidad. En este caso se dice que la combustión es externa.

#### 3.1.1 Generación convencional mediante vapor

Las turbinas de vapor —unidades de generación de energía eléctrica o térmica a base de vapor— son sistemas de combustión externa cuando usan combustibles fósiles para generar el vapor. La eficiencia térmica de las unidades eléctricas de vapor gira en torno de 35%, lo cual significa que sólo 35% de la energía del combustible se transforma en electricidad. El 65% restante de esta energía se pierde a través de la chimenea (alrededor de 10%) o se descarga con el agua de enfriamiento del condensador (normalmente 55%). El tamaño (por su capacidad) de las unidades de generación con turbinas de vapor a base de combustibles fósiles suele variar entre 1 y más de 1,000 megawatts. Por lo general, las instalaciones de este tipo tienen una vida útil de varias décadas. Asimismo, en las centrales eléctricas más nuevas se están usando unidades de generación a base de vapor más eficientes.

#### 3.1.2 Turbinas de combustión

Las unidades de combustión interna incluyen turbinas de gas estacionario —también conocidas como turbinas de combustión— y motores de combustión interna alternativos. Por lo general, estas unidades tienen una capacidad inferior a 100 megawatts y se considera que son menos eficientes que las turbinas de vapor. Sin embargo, como los generadores de las turbinas de gas no tienen calderas o un suministro de vapor y condensadores, los costos de capital son mucho menores para una unidad de turbina de gas que para una unidad generadora a base de vapor. Además, las unidades con turbina de gas tienen tiempos de arranque breves, en comparación con las turbinas de vapor, y, por su tamaño relativamente pequeño, se pueden instalar en diversos sitios, por lo que resultan adecuadas para la generación en horas pico, cuando la demanda excede la capacidad instalada de las grandes centrales eléctricas, así como en casos de emergencia o para responder a necesidades de energía eléctrica de reserva. Las turbinas de gas se usan sobre todo en las centrales de ciclo combinado. Una importante cantidad de calor se va con los gases de escape emitidos a la atmósfera por estas turbinas.

#### 3.1.3 Ciclo combinado

Las unidades de ciclo combinado usan una turbina de gas para generar energía eléctrica en la primera etapa. A continuación, los gases de escape calientes de la turbina de gas suministran todo el calor, o una parte, a una caldera que, a su vez, produce vapor para accionar la turbina de un generador de vapor y, así, generar electricidad adicional. Este tipo de mecanismo resulta más eficiente que las turbinas de combustión o las unidades generadoras de vapor por separado. La eficiencia térmica de una unidad de ciclo combinado gira en torno de 50%. Estas unidades pueden tener múltiples turbinas de gas que alimentan una turbina de vapor.

### 3.1.4 Cogeneración

Las unidades de cogeneración —también conocidas como sistema combinado de calor y electricidad— usan calor para generar electricidad y para otras aplicaciones térmicas en el sitio. La cogeneración es el método más eficiente energéticamente, pues permite recuperar la energía térmica para usarla en servicios (por ejemplo, calefacción) o para otros procesos industriales, que entrañan el uso de vapor. La eficiencia térmica de este proceso puede alcanzar hasta 75% en lo que respecta a aprovechamiento de energía.

## 3.2 Combustibles fósiles usados para la generación de electricidad

La decisión sobre qué tecnología usar y qué tipo de central eléctrica construir depende de muchos factores, entre otros: el propósito de la central, la capacidad requerida y la disponibilidad de combustible. En términos de emisiones de contaminantes atmosféricos, el combustible es uno de los elementos más importantes a considerar. En el **cuadro 3.1** se presentan los combustibles de uso más común por tipo de central eléctrica.

En la **gráfica 3.1** se muestra la proporción relativa de contaminantes emitidos durante la generación de electricidad a partir de la quema de combustibles fósiles, tomando como valor de referencia el carbón. Por tanto, para cada contaminante, se ha asignado un valor de 100% a las emisiones generadas a partir del carbón. Se dice que el gas natural es el “más limpio” de los tres tipos de combustible fósil porque genera emisiones brutas (previas al uso de equipos de control poscombustión) considerablemente menores. Las emisiones de  $\text{NO}_x$  dependen en gran medida de la configuración del encendido, el tipo de quemadores, la temperatura de la flama y, hasta cierto punto, el contenido de nitrógeno del combustible, aunque se forman  $\text{NO}_x$  incluso cuando el combustible no contiene nitrógeno.

**Cuadro 3.1** Combustibles usados por tipo de central eléctrica

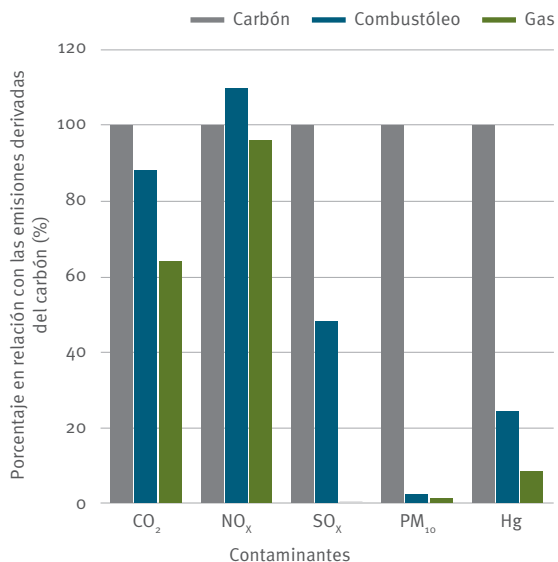
Tipo de central	Combustible
Vapor	Combustóleo-carbón-gas natural
Ciclo combinado	Gas natural
Turbina	Gas natural-diésel
Dual	Carbón-combustóleo
Combustión interna	Diésel
Nuclear	Uranio

Además de los contaminantes indicados en la **gráfica 3.1**, las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles emiten otros contaminantes como los compuestos orgánicos, que incluyen compuestos orgánicos volátiles (COV), compuestos orgánicos semivolátiles y compuestos orgánicos condensables. También se producen emisiones de algunos compuestos metálicos (en este informe sólo se considera el mercurio), otros gases de efecto invernadero aparte del  $\text{CO}_2$  —como el metano y el óxido nitroso— y algunos compuestos halogenados.

### 3.2.1 Carbón

El carbón, combustible fósil de uso más común para la generación de energía eléctrica, es una compleja combinación de compuestos orgánicos y materia mineral inorgánica. Se trata de material vegetal fosilizado que se preserva enterrado en sedimentos y es modificado por fuerzas geológicas que lo compactan y condensan en forma de roca con un alto contenido de carbono. Se ha señalado que la formación de carbón puede remontarse a la era precámbrica, pero la mayor parte del carbón se ha formado a partir de materia orgánica depositada en el periodo carbonífero, hace 286 millones a 360 millones de años, cuando el clima de nuestro planeta era más

**Gráfica 3.1** Emisiones relativas de contaminantes durante la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles



*Nota:* En esta estimación, “carbón” es un carbón subbituminoso, “combustóleo” es el aceite combustible residual o fueloil núm. 6 bajo en azufre [véase el apartado 3.2.2] y “gas” es gas natural. Emisiones brutas (previas al proceso de control poscombustión) de las grandes centrales con caldera de quemadores de pared (>100MBtu/hr). Datos tomados de: US EPA, AP-42, *Compilation of Air Pollution Emission Factors*, capítulo 1, apartados 1 (9/98), 3 (9/98) y 4 (7/98). Las emisiones producidas por la combustión de carbón se toman como valor de referencia.

**Gráfica 3.2** Gráfica 3.2 Evolución natural del carbón con el paso del tiempo

El carbón, que usamos como combustible fósil sólido, es una roca sedimentaria cuyos componentes principales son carbono, hidrógeno y oxígeno. Se forma a partir de vegetación muerta, a menudo atrapada entre estratos diferentes, como resultado de un proceso que lleva millones de años y por el que la materia vegetal se transforma bajo el efecto de la presión y el calor.



cálido y húmedo. Se considera que el carbón es una fuente de energía no renovable, dado el tiempo enorme que su formación requiere [16, 47, 48].

El carbón se clasifica en diferentes tipos, según su etapa de formación. Esta clasificación consta de cinco categorías: turba, lignito, subbituminoso, bituminoso y antracita (véase la **gráfica 3.2**). Los carbones más jóvenes, como el lignito y los carbones subbituminosos, son más fáciles de quemar porque contienen una mayor cantidad de compuestos volátiles que se convierten en gases al calentarse el carbón. En cambio, los carbones más antiguos resultan más difíciles de quemar porque contienen casi en su totalidad carbono fijo. Sin embargo, en el pasado se prefería la antracita al carbón bituminoso porque su quema es más limpia —produce menos humo y deja menos cenizas— y más eficiente en cuanto a unidades de calor producidas por unidad de peso.

Las emisiones de la combustión de carbón dependen mucho del tipo y la composición de éste. Los contaminantes generados incluyen gases de efecto invernadero (sobre todo CO<sub>2</sub>), partículas suspendidas (incluidas cenizas y carbono no quemado resultante de una combustión incompleta), óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre. Otras emisiones de las carboeléctricas son monóxido de carbono, compuestos de hidrocarburos no quemados, algunos carcinógenos como dioxinas y furanos, y metales en niveles traza (por ejemplo, plomo y mercurio).

### 3.2.2 Combustóleo

El combustóleo, aceite combustible residual derivado de la destilación del petróleo crudo, es el combustible líquido más utilizado para la generación de electricidad.

En el proceso de destilación del crudo se obtienen dos principales categorías de aceites combustibles, llamados *fueloil* y clasificados por grados según su punto de ebullición, composición y uso: los *fueloil* destilados o ligeros (números 1 y 2) y los *fueloil* residuales o pesados (números 5 y 6). El término combustóleo suele usarse (especialmente en México) para hacer referencia a los aceites combustibles residuales (pesados), sobre todo el núm. 6 [46-48].

Con menos de 0.3% (en peso) de azufre y un contenido insignificante de nitrógeno y cenizas, los *fueloil* destilados son más volátiles y menos viscosos que los aceites combustibles residuales. Por lo general, se usan en aplicaciones domésticas y comerciales pequeñas, e incluyen el queroseno y el diésel. Por otro lado, los *fueloil* residuales o combustóleos son muy viscosos y pueden requerir calentamiento para su fácil manejo y uso apropiado en la combustión; contienen cantidades importantes de cenizas, azufre y nitrógeno, y se usan principalmente en procesos industriales y aplicaciones comerciales mayores, incluida precisamente la generación de electricidad.

A causa de las diferencias en sus características de composición y combustión, los *fueloil* destilados y los residuales generan emisiones distintas al quemarse. Por

ejemplo, las emisiones de partículas suspendidas de los aceites combustibles ligeros son menores que aquellas producidas por los residuales o pesados. Asimismo, el combustóleo núm. 6 suele presentar un mayor contenido de azufre y, como las emisiones de óxidos de azufre se relacionan directamente con el contenido de azufre del combustóleo, sus emisiones son más contaminantes que las de los fueloil destilados.

Otros contaminantes generados durante la quema de combustóleo son óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, gases de efecto invernadero, compuestos volátiles (como los hidrocarburos no quemados) y metales tóxicos en niveles traza.

### 3.2.3 Gas natural

Después del carbón y el combustóleo, el gas natural es el tercer tipo de combustible más usado para la generación de energía eléctrica. Además de metano —su principal componente (85-90%)—, el gas natural contiene propano, etano, butano, algunos gases inertes como nitrógeno, helio y dióxido de carbono, y cantidades traza de otros gases. El gas natural es la fuente de energía de crecimiento más veloz en el mundo y se considera el combustible fósil más limpio. Los principales contaminantes atmosféricos derivados de los procesos de combustión de gas natural son los óxidos de nitrógeno y los gases de efecto invernadero (sobre todo CO<sub>2</sub>), aunque también se emiten pequeñas cantidades de partículas suspendidas, óxidos de azufre y metales en niveles traza. Al quemar gas natural se produce sólo la mitad del CO<sub>2</sub> que se produciría con una cantidad equivalente (en términos de energía térmica) de carbón. Por consiguiente, si se sustituyera el carbón por este combustible más limpio, sería posible reducir las emisiones contaminantes en forma considerable; sin embargo, tal reemplazo puede en ocasiones resultar inviable por razones económicas o estratégicas [45, 46, 48].

## 3.3 Emisiones de contaminantes

Como ya se mencionó, dependiendo de los combustibles utilizados, las centrales eléctricas pueden emitir a la atmósfera contaminantes entre los que figuran: dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>); óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>); mercurio (Hg); partículas suspendidas (incluidas PM<sub>2.5</sub> y PM<sub>10</sub>); gases de efecto invernadero como metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); compuestos orgánicos volátiles (COV), y metales en niveles traza. Para dar una idea de la magnitud de las cantidades de contaminantes producidas durante la generación

de electricidad, en el **cuadro 3.2** se muestran las tasas de emisión promedio de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de las unidades de generación eléctrica según el combustible fósil utilizado. Las tasas de emisión de partículas son muy variables, en particular para el combustóleo y el carbón, pues dependen mucho de la cantidad de cenizas producidas después de la combustión. En los siguientes apartados se presentan breves descripciones de los contaminantes abordados en este informe.

La mayor parte de los contaminantes atmosféricos se generan durante la combustión, independientemente del tipo de combustible quemado. Sin embargo, la cantidad y las características de cada contaminante dependen en gran medida del combustible. Por ejemplo, las partículas suspendidas que genera la combustión de carbón son de mayor tamaño y contienen mayores cantidades de carbono orgánico y elemental que las partículas suspendidas generadas por los aceites combustibles residuales (combustóleo). Algunos elementos metálicos que son contaminantes tóxicos, como el plomo y el mercurio, se emiten a raíz de la combustión de carbón, mientras que la quema de combustóleo genera emisiones de vanadio y plomo, pero casi no de mercurio. El gas natural es —como ya se dijo— el más limpio de todos los combustibles fósiles: produce sobre todo emisiones de NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> y cantidades muy pequeñas de otros contaminantes.

En el **cuadro 3.3** se indican los principales efectos para la salud humana y el medio ambiente de algunos contaminantes emitidos por las centrales eléctricas.

### 3.3.1 Óxidos de azufre

Las principales fuentes de emisión de compuestos sulfúreos a la atmósfera son antropogénicas. El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) es la forma predominante de estos compuestos. Los óxidos de azufre se generan sobre todo durante la combustión, pues el azufre contenido en los combustibles se oxida en el proceso; por consiguiente, las emisiones de óxidos de azufre dependen casi exclusivamente del contenido de azufre del combustible y no del tamaño de la caldera, el diseño de los quemadores o

**Cuadro 3.2** Tasas de emisión típicas de diferentes combustibles [49]

Contaminante	Tasas de emisión (kg/MWh)		
	Carbón	Combustóleo	Gas
CO <sub>2</sub>	1,021.04	759.09	515.29
SO <sub>2</sub>	5.90	5.45	0.05
NO <sub>x</sub>	2.72	1.82	0.77

**Cuadro 3.3** Efectos en la salud y ambientales más importantes de los principales contaminantes emitidos por las centrales eléctricas

Óxidos de nitrógeno	Dióxido de azufre	Mercurio	Dióxido de carbono
Es un componente del ozono troposférico y el esmog.	Es un importante precursor de partículas finas de hollín.	Los humanos se ven afectados principalmente al comer pescado contaminado.	Contribuye al calentamiento global y el cambio climático.
Contribuye a la muerte y enfermedades respiratorias graves y agrava la enfermedad cardiovascular.		Afecta el sistema nervioso; daña las funciones cerebrales; provoca alteraciones en el ADN y los cromosomas; causa reacciones alérgicas y efectos negativos en la reproducción.	
Reacciona para acidificar las aguas superficiales, lo que mata a los peces y otra biota, incluidos árboles y organismos que viven en el suelo.		En animales, la ingestión de mercurio puede dañar los riñones e intestinos, y alterar el ADN.	
Acelera la erosión de monumentos, edificios, estructuras metálicas.		Los somorgujos, las águilas, las nutrias, los visones, los martines pescadores y las águilas pescadoras son ictiófagos y resultan seriamente afectados por la presencia del mercurio en la red trófica.	
Contribuye a la disminución de la visibilidad (neblina regional).			

la calidad del combustible. En los sistemas de combustión, aproximadamente 95% del azufre presente en el combustible se convierte en dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ); de 1 a 5 por ciento se oxida aún más para formar trióxido de azufre ( $\text{SO}_3$ ), y de 1 a 3 por ciento se emite en forma de partículas de sulfato.

Siendo un gas incoloro y corrosivo, el  $\text{SO}_2$  tiene un efecto muy dañino en plantas, animales y humanos, e incluso en el entorno físico. En la atmósfera puede continuar oxidándose y formar  $\text{SO}_3$ , que reacciona con el vapor de agua para formar ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), uno de los principales componentes de la lluvia ácida. Asimismo, los humanos podemos inhalar el anión sulfato ( $\text{SO}_4^-$ ), que al alojarse en los pulmones resulta sumamente perjudicial. Las partículas de sulfato, por otra parte, contribuyen a la disminución de la visibilidad y alteran el albedo de la Tierra —es decir, el balance de radiación del planeta—, lo que a su vez tiene un efecto en el clima [37-41].

### 3.3.2 Óxidos de nitrógeno

Los procesos de combustión son las principales fuentes antropogénicas de óxidos de nitrógeno. Estos óxidos se pueden formar durante la combustión, ya sea a partir del nitrógeno contenido en el combustible o bien del nitrógeno que forma parte del aire. En la mayoría de los sistemas de combustión externa a base de combustibles fósiles, alrededor de 95% de los óxidos de nitrógeno se emiten en forma de monóxido de nitrógeno (NO) y el 5% restante, en forma de dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ). Una vez en la atmósfera, el NO emitido continúa oxidándose para formar  $\text{NO}_2$ , gas altamente reactivo cuyo color da un peculiar tono marrón rojizo al esmog

fotoquímico. El término *óxidos de nitrógeno* ( $\text{NO}_x$ ) se refiere a la suma de NO y  $\text{NO}_2$ , expresada como  $\text{NO}_2$ . Estos óxidos reaccionan con agua para producir ácido nítrico ( $\text{HNO}_3$ ), que, junto con el ácido sulfúrico, da como resultado la lluvia ácida. Otro efecto dañino de los óxidos de nitrógeno es la deposición atmosférica de nitrógeno en forma nitratos y nitritos derivados de los  $\text{NO}_x$ , lo que ocasiona la eutrofización de las aguas continentales y costeras [46-48].

### 3.3.3 Mercurio

El mercurio (Hg) es un conocido metal tóxico, persistente y bioacumulable emitido en niveles traza y que se encuentra de manera natural en el carbón, en concentraciones muy bajas. La combustión de carbón se considera la principal fuente antropogénica de emisiones atmosféricas de este contaminante. De acuerdo con datos del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) [49], la combustión de carbón en centrales eléctricas, calderas industriales, calderas residenciales, calentadores y estufas aportó alrededor de 888 toneladas (46%) al total de emisiones antropogénicas mundiales de Hg en 2005. Debido a la gran cantidad de carbón usado para la generación de electricidad, las centrales carboeléctricas representan una de las fuentes más importantes de mercurio. Por ejemplo, en Estados Unidos alrededor de la mitad de las emisiones antropogénicas de Hg en 2005 provino de estas centrales, con un volumen de aproximadamente 52.4 t/año [52].

La mayor parte del mercurio en la atmósfera se encuentra en forma de vapor de mercurio elemental, en tanto que en el agua, el suelo, los sedimentos o la biota

el metal está presente en formas orgánicas e inorgánicas. El vapor de mercurio elemental es relativamente insoluble y no reactivo, por lo que puede permanecer en la atmósfera, transportado por corrientes de aire a grandes distancias durante periodos muy extensos —hasta un par de años— antes de depositarse finalmente en el suelo o en aguas superficiales. Una vez depositado, los microbios pueden convertir el Hg en metilmercurio (una forma orgánica), que puede ser absorbido por otros organismos y acumularse a lo largo de la cadena alimentaria.

El mercurio tiene numerosos efectos importantes tanto en el medio ambiente como en la salud humana. Por ejemplo, la contaminación por este metal es la causa más común de daños a ríos y lagos en Estados Unidos, y muchos estados de ese país han emitido advertencias sobre el consumo de pescado procedente de esos cuerpos de agua. La ingestión del mercurio contenido en pescado contaminado puede afectar el desarrollo neurológico de fetos, lactantes y niños, mientras que en adultos puede causar daño neurológico [53]. Los Institutos Nacionales de Salud (*National Institutes of Health*, NIH) de Estados Unidos estiman que una de cada 12 mujeres en el país tiene un nivel de Hg en la sangre superior al que la Agencia de Protección Ambiental (*Environmental Protection Agency*, EPA) considera seguro. Según cálculos de los NIH, las afectaciones a la salud derivadas del mercurio generan un costo anual de casi \$EU9 mil millones en gastos médicos y pérdida de productividad de la fuerza laboral [47, 52].

### 3.3.4 Partículas suspendidas

Las partículas suspendidas (PS) consisten en una amplia gama de materiales en fase sólida o líquida cuyo tamaño va de menos de 1 nanómetro a 100 micrómetros y que pueden poseer una composición química compleja. Sus elementos constitutivos incluyen nitratos, sulfatos, metales, compuestos orgánicos, suelo, polen y hollín, entre otros. Las PS se clasifican según su tamaño usando diversos parámetros, siendo los más comunes  $PM_{10}$  y  $PM_{2.5}$ , que corresponden a partículas con un diámetro aerodinámico inferior a 10 o 2.5 micrómetros, respectivamente.

Hay un gran número de fuentes de partículas suspendidas, entre las que destaca la combustión en instalaciones fijas (como las centrales eléctricas), junto con el transporte carretero (fuentes móviles). Además de las plantas de generación de electricidad, las fuentes fijas comprenden instalaciones dedicadas a actividades industriales como las de la siderurgia, al igual que los

sistemas de calefacción domésticos. Las emisiones de PS derivadas de la quema de combustibles sólidos (como el carbón) son, en general, de diámetro mayor que las originadas por la quema de combustibles líquidos, y estas últimas son más gruesas que las partículas generadas por la combustión de gas. Sin embargo, en términos generales, las partículas producidas por la combustión tienen un diámetro inferior a 1 micrómetro.

Algunos de los efectos ambientales de las emisiones de partículas suspendidas son la reducción de visibilidad, la lluvia ácida y los daños y manchas provocados en materiales (por ejemplo, en estatuas y monumentos). La deposición de partículas suspendidas puede también contribuir a la acidificación de lagos y ríos, modificar el equilibrio de los nutrientes en los cuerpos de agua y el suelo, y afectar bosques y cultivos agrícolas [53].

Las PS pueden ocasionar graves problemas de salud en humanos, en especial las de diámetro inferior a 10 micrómetros, pues al ser inhaladas pueden alojarse en lo profundo de los pulmones e incluso penetrar en el torrente sanguíneo. Los efectos más comunes de las PS en la salud son síntomas respiratorios como irritación de las vías aéreas, tos, dificultad para respirar, disminución de la función pulmonar, asma, bronquitis crónica y muerte prematura [53].

### 3.3.5 Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero (GEI) son aquellos que atrapan el calor en la atmósfera, permitiendo que la temperatura promedio de la Tierra sea de aproximadamente 15 °C. Sin este “efecto invernadero” natural, la temperatura ambiente promedio sería alrededor de 33 °C menor que la actual, lo que haría imposible la mayor parte de la vida que conocemos. Sin embargo, desde la Revolución Industrial, las actividades humanas han aumentado considerablemente la cantidad de gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera, lo que ha intensificado el efecto invernadero natural. Esto, al incrementar la temperatura planetaria promedio, tiene efectos graves en el clima.

Algunos de estos gases, como dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ) y óxido nitroso ( $N_2O$ ), se emiten a la atmósfera mediante procesos tanto naturales como antropogénicos, mientras que otros, como los clorofluorocarbonos (CFC), son productos exclusivos de las actividades industriales. Los principales gases de efecto invernadero emitidos por las actividades humanas —en particular por la quema de combustibles fósiles— son precisamente el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso.

Independientemente del gas de que se trate, las emisiones de GEI suelen registrarse en términos de emisiones equivalentes de dióxido de carbono. Esta medida se usa para comparar la capacidad de cada GEI de atrapar el calor (potencial de calentamiento global, PCG) en la atmósfera en relación con la del CO<sub>2</sub>, que se toma como gas de referencia. El valor de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>-eq) para un gas se obtiene multiplicando el volumen o cantidad de gas emitido por su PCG.

A continuación se presenta una breve descripción de los principales GEI:

El **dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)** es un gas no tóxico e inodoro. El aumento constante de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, preocupante por sus efectos en el cambio climático, se debe sobre todo a las actividades humanas. Se calcula que las concentraciones atmosféricas mundiales de CO<sub>2</sub> en 2005 fueron 35% mayores que los valores observados antes de la Revolución Industrial. La principal fuente de este gas es la quema de combustibles fósiles (la generación de energía eléctrica aporta entre 17 y 40 por ciento de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>). Otras fuentes son los incendios forestales y de pastizales, además de los procesos de combustión utilizados para producir los materiales requeridos en la fabricación de cemento [48, 56-58].

El **metano (CH<sub>4</sub>)** persiste en la atmósfera de nueve a 15 años y es 21 veces más efectivo para captar el calor de la atmósfera que el dióxido de carbono. Al igual que ocurre con el CO<sub>2</sub>, las emisiones atmosféricas de CH<sub>4</sub> provienen de diversas fuentes naturales y antropogénicas. Entre las fuentes naturales figuran los humedales, las termitas, los océanos, los incendios forestales, etc., mientras que las fuentes antropogénicas son sobre todo la quema de combustibles fósiles, la fermentación entérica (o intestinal), los rellenos sanitarios, los sistemas de gas natural, la producción de combustibles fósiles, el cultivo de arroz, la quema de biomasa y el manejo de residuos. Se estima que las fuentes naturales contribuyen con aproximadamente 37% del total de metano emitido a la atmósfera cada año; por consiguiente, las fuentes antropogénicas representan las principales fuentes de su emisión a la atmósfera.

El **óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)** es un gas inodoro de olor ligeramente dulce y alrededor de 310 veces más efectivo que el dióxido de carbono para captar el calor en la atmósfera. Al igual que el dióxido de carbono y el metano, es emitido por fuentes naturales y antropogénicas, pero a diferencia de los dos primeros, las fuentes naturales de este gas generan aproximadamente 64% de las emisiones totales a la atmósfera.

### 3.4 Tecnologías para el control de la contaminación

La preocupación cada vez mayor por los efectos de las emisiones de contaminantes atmosféricos ha dado pie a reglamentaciones más estrictas en esta materia y a la instalación de equipo para el control y prevención de la contaminación a fin de reducir la cantidad de contaminantes emitidos a la atmósfera. En este apartado se presenta una escueta visión general del equipo de control ambiental utilizado en las centrales eléctricas, según el combustible consumido.

#### 3.4.1 Carbón

De todos los combustibles fósiles usados para generar energía eléctrica, el carbón es el que requiere la mayor infraestructura para las operaciones de procesamiento, manejo, almacenamiento, carga y descarga (todas las cuales tienen importantes efectos ambientales). La combustión de carbón requiere el uso de trituradoras, pulverizadoras, equipo de manejo de cenizas, sopladores de hollín y equipo para el control de polvo y emisiones.

Los sistemas de control de partículas más comúnmente utilizados en las instalaciones que funcionan a base de combustión de carbón son los ciclones múltiples, los precipitadores electrostáticos, los filtros de tela y los depuradores o lavadores Venturi. Diversas técnicas se suelen aplicar a fin de reducir las emisiones de SO<sub>2</sub> de las centrales carboeléctricas: limpieza física del carbón, limpieza química del carbón, cambio a carbones con bajo contenido de azufre y desulfuración de gases de chimenea. Entre los métodos para controlar los óxidos de nitrógeno figuran la disminución de las temperaturas pico en la zona de combustión o del tiempo de residencia del gas en la zona de alta temperatura, la instalación de quemadores de baja emisión de NO<sub>x</sub>, la reducción catalítica selectiva y la reducción no catalítica selectiva.

En algunas centrales de Canadá y Estados Unidos se usan dispositivos para inyectar carbón activado o agregar un sorbente al carbón con la finalidad específica de reducir las emisiones de mercurio. Otros métodos, como la desulfuración de gases de chimenea y la captación de partículas, también ayudan para tal efecto. Se ha informado que es posible obtener reducciones en las emisiones de mercurio de 29, 39 y 45 por ciento con precipitadores electrostáticos, filtros de tela y desulfuración de gases de chimenea, respectivamente [45, 46, 48, 50].

### 3.4.2 Combustóleo

Aun cuando las emisiones brutas de contaminantes atmosféricos de las centrales eléctricas que usan aceites combustibles residuales o pesados (combustóleo) son sustancialmente menores que las producidas por las calderas que queman carbón, se requieren algunos controles para que las grandes calderas a base de combustóleo cumplan con las normas en materia de emisiones. En las centrales eléctricas que funcionan con combustóleo se usan dispositivos de control similares a los de las carboeléctricas. Los recolectores mecánicos, los precipitadores electrostáticos y los filtros de tela permiten reducir las emisiones de partículas suspendidas. La depuración húmeda o el secado por atomización son técnicas comunes para reducir las emisiones de  $\text{SO}_2$ . Debido al bajo contenido de nitrógeno de los aceites combustibles, las técnicas para reducir las emisiones

de óxidos de nitrógeno consisten sobre todo en controles de la combustión (por ejemplo, recirculación de los gases de chimenea, combustión por etapas, etc.), aunque también se aplican técnicas de reducción de  $\text{NO}_x$  en la fase posterior a la combustión, como la reducción catalítica selectiva y la reducción no catalítica selectiva [45, 46, 48, 50].

### 3.4.3 Gas natural

En su mayoría, las técnicas de control ambiental usadas en las calderas de gas natural tienen por objeto controlar o mitigar las emisiones de  $\text{NO}_x$  y son similares a las descritas para las centrales carboeléctricas. Incluyen recirculación de los gases de chimenea, combustión por etapas, quemadores de bajas emisiones de  $\text{NO}_x$ , reducción catalítica selectiva y reducción no catalítica selectiva [45, 46, 48, 50].



## 4. Para mayor información

Los conjuntos completos de datos analizados para el presente informe se encuentran en el sitio web de la CCA, <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>, en los siguientes cuadros (la numeración corresponde a la asignada a los cuadros incluidos en este informe, que son extractos de los cuadros completos y listan sólo las diez centrales a la cabeza de cada categoría).

<b>Cuadro 2.7</b>	Emisiones canadienses de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.8</b>	Emisiones mexicanas de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.9</b>	Emisiones estadounidenses de SO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.10</b>	Emisiones canadienses de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.11</b>	Emisiones mexicanas de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.12</b>	Emisiones estadounidenses de NO <sub>x</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.13</b>	Emisiones canadienses de Hg, 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.14</b>	Emisiones mexicanas de Hg, 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.15</b>	Emisiones estadounidenses de Hg, 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.16</b>	Emisiones canadienses de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.17</b>	Emisiones canadienses de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.18</b>	Emisiones mexicanas de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.19</b>	Emisiones mexicanas de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.20</b>	Emisiones estadounidenses de PM <sub>2.5</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.21</b>	Emisiones estadounidenses de PM <sub>10</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.23</b>	Emisiones canadienses de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.24</b>	Emisiones mexicanas de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.25</b>	Emisiones estadounidenses de CO <sub>2</sub> , 2005, ordenadas por volumen

Los siguientes cuadros no fueron incluidos en el informe y se encuentran sólo en el sitio web, en su versión completa:

<b>Cuadro 2.26</b>	Emisiones canadienses de CH <sub>4</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.27</b>	Emisiones mexicanas de CH <sub>4</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.28</b>	Emisiones estadounidenses de CH <sub>4</sub> , 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.29</b>	Emisiones canadienses de N <sub>2</sub> O, 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.30</b>	Emisiones mexicanas de N <sub>2</sub> O, 2005, ordenadas por volumen
<b>Cuadro 2.31</b>	Emisiones estadounidenses de N <sub>2</sub> O, 2005, ordenadas por volumen

Central eléctrica Nanticoke  
(Ontario Power Generation)  
Nanticoke, Ontario, Canadá



## Anexo. Fuentes de información y metodología para los datos de generación de electricidad de las centrales eléctricas canadienses

### Saskatchewan

En el caso de las centrales de SaskPower que usan lignito como combustible, la generación de energía eléctrica estimada corresponde (dentro de un margen de 1.5%) a la generación neta total registrada por la compañía [1]. Los valores térmicos usados para el cálculo fueron los promedios nacionales por tipo de combustible [2].

### Terranova y Labrador

Los valores de generación de electricidad para la provincia de Terranova y Labrador [2] se equipararon con la generación de la única carboeléctrica de esa provincia.

### Nueva Escocia

Las tasas de emisión para las centrales carboeléctricas de Nova Scotia Power (NSP) se obtuvieron del sitio web de NSP [3]. Las tasas de emisión de esta empresa se dan a conocer en el marco del Proyecto de Divulgación sobre el Carbono (*Carbon Disclosure Project*), organización internacional independiente sin fines de lucro que mantiene una base de datos sobre el cambio climático. La generación total derivada de estas tasas de emisión y los datos del NPRI sobre las emisiones concordaban dentro de un margen de 2.7% con la generación total registrada para la tecnología correspondiente en esa provincia [2]. Las tres estaciones generadoras con turbina de combustión de NSP se tomaron en conjunto porque sólo se halló un dato para las emisiones de CO<sub>2</sub> de las tres centrales [3]. La generación de energía eléctrica correspondiente a esas tres centrales se consideró insignificante comparada con la generación que registró la provincia para este tipo de tecnología [2].

### Nueva Brunswick

En la provincia de Nueva Brunswick, NB Power Generation Corporation operaba cinco centrales eléctricas de vapor en 2005: Dalhousie, Belledune, Grand Lake, Courtenay Bay y Coleson Cove. Además se encontra-

ban en operación tres centrales con turbina de combustión (Ste. Rose, Millibank, Grand Manan) para las que no hubo información disponible en el NPRI ni en el GHGRP. Sin embargo, de acuerdo con el informe anual de NB Power (NBP) correspondiente a 2005 [4], las dos primeras pertenecen a Environmental Management Systems (EMS) de Belledune y la última a EMS de Coleson Cove, de modo que es posible que las emisiones de estas centrales con turbina de combustión se hayan registrado como parte de esas centrales más grandes. La Courtenay Bay Generating Station (CBGS) tenía tres unidades, pero en 2002 Irving Paper Ltd. asumió la responsabilidad de operación de la unidad 2 (número de identificación 8003 del NPRI). Las unidades 1 y 3 seguían siendo responsabilidad de NBP (número de identificación 1706 del NPRI), pero NBP no operó la CBGS en 2005 [4]. En el GHGRP se registraron emisiones de CO<sub>2</sub> para la unidad 2 de la CBGS con el código 221330 del SCIAN, aunque en el NPRI esta central se registró con el código 221112 del SCIAN.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> obtenidas del GHGRP para las cinco centrales de vapor coincidieron con las tasas generales de emisión derivadas de la generación de electricidad con uso de combustibles fósiles del sistema [5] y la generación total de energía eléctrica registrada por la Dirección General de Estadística de Canadá (*Statistics Canada*) [2]. La generación estimada de energía eléctrica para cada planta con base en las emisiones de CO<sub>2</sub> también concordó con la generación global registrada por Statistics Canada [2]. Una central adicional con turbina de combustión, la Bayside Power Plant (entonces propiedad de Irving Oil Power L.P.), representó la generación de energía eléctrica registrada por Statistics Canada [2] para esta tecnología. Tiene una turbina de gas natural de ciclo combinado [6] con una eficiencia térmica neta estimada de 51.6%. Se ha informado de eficiencias de este orden, e incluso mayores, para este tipo de tecnología [7, 8, 9].

## Ontario

En 2005, Ontario Power Generation (OPG) tenía y operaba seis centrales eléctricas con generadores de turbina de vapor que usaban combustibles fósiles. La Lakeview Power Station sólo operó el primer cuatrimestre del año, tras lo cual se cerró de manera permanente [10]. La generación de electricidad de esta central se calculó con base en sus emisiones de  $\text{CO}_2$  y la eficiencia térmica que se considera típica de las carboeléctricas [11]. Para las cinco centrales restantes, la generación neta se obtuvo del informe público de OPG [12]. La central Fort Frances, propiedad de Abitibi Consolidated Inc., también operó durante 2005. Su generación se estimó con base en sus emisiones registradas de  $\text{CO}_2$  usando una [clasificación] de eficiencia similar a la de la otra central eléctrica de vapor en Ontario, Tunis de EPCOR. La generación de la central Tunis se calculó a partir de la generación total de las operaciones de Ontario EPCOR [13], que después se prorrateó entre cada central de las operaciones de Ontario de acuerdo con la capacidad instalada de cada una.

En 2005, la generación total de las centrales eléctricas con turbinas de vapor a base de combustibles fósiles consideradas en este informe difirió 3.2% de la cifra indicada en el informe de Statistics Canada [2]. Sin embargo, las centrales con turbina de combustión ubicadas en la provincia eran de dos tipos: sencillas y de ciclo combinado, de modo que se les asignaron eficiencias térmicas distintas para calcular las emisiones de  $\text{CO}_2$ . También había centrales con unidades de ambos tipos —es decir, turbinas de vapor y de combustión—, pero no fue posible calcular la generación por cada tipo, ya que las emisiones de  $\text{CO}_2$  se notifican para toda la central. Por consiguiente, el valor estimado para la generación total de las turbinas de vapor es ligeramente menor que el valor señalado por Statistics Canada [2]. La diferencia entre la generación total estimada y registrada es menor que 0.1%.

## Quebec

Las emisiones de  $\text{CO}_2$  de dos centrales ubicadas en Quebec, Tracy y Cap-aux-Meules, se registraron en el GHGRP. La primera, una central con capacidad de 600 MW que data de los años sesenta, usa vapor generado a partir de aceites combustibles pesados [14, 15]. En 2005 sólo se operaba cuando el sistema estaba en demanda pico. Normalmente, las centrales de vapor viejas y de baja eficiencia se usan para momentos pico [16]. La de Cap-aux-Meules es una de las centrales de combustión interna a base de diésel de la provincia. Hydro Quebec dio a conocer la generación total de sus cuatro principa-

les centrales eléctricas a base de combustibles fósiles, así como las emisiones de  $\text{CO}_2$  correspondientes [17, 18]. Fue posible determinar la generación combinada para Tracy y otras tres centrales: Bécancour, La Citière y Cadillac. Estas tres centrales usan turbinas de combustión alimentadas con combustóleo ligero y también entran en operación cuando hay picos, de manera que fue razonable considerarlas como una sola unidad.

El total de emisiones para estas cuatro centrales puede expresarse como:

$$E_T = r_1 G_1 + r_2 G_2$$

donde:

$E$  equivale a las emisiones de  $\text{CO}_2$  (Mg);

$r$  equivale a la tasa de emisión de  $\text{CO}_2$  (Mg/MWh);

$G$  equivale a generación en MWh;

el subíndice 1 se refiere a Tracy, el subíndice 2 al conjunto de las tres centrales con turbina de combustión y el subíndice  $T$  al total de las cuatro centrales consideradas.

Obviamente,

$$G_T = G_1 + G_2$$

y

$$E_T = E_1 + E_2$$

donde:

$$E_1 = r_1 G_1$$

y

$$E_2 = r_2 G_2$$

En consecuencia, la generación de Tracy se puede determinar como una función de la generación total, el total de emisiones de  $\text{CO}_2$  de las cuatro centrales y las de Tracy (todas las cuales se conocen), así como la tasa de emisión de Tracy.

$$G_1 = \frac{K}{1 + K} G_T$$

donde:

$$K = \frac{r_2 E_1}{r_1 E_2}$$

con la siguiente relación entre las tasas de emisión:

$$r_2 = \frac{r_1 E_2}{r_1 G_T - E_1}$$

La tasa de emisión en Tracy ( $r_1$ ) se estimó usando la siguiente relación:

$$r_1 = \frac{F}{\eta H}$$

Donde  $F$  es el factor de emisión de  $\text{CO}_2$  para las centrales eléctricas de vapor que usan aceites combustibles pesados (combustóleo), tomado como 3.124 kg/L [19];  $H$  es el contenido neto de calor del combustóleo, tomado como 36,813.47 kJ/L [20]; y  $\eta$ , la eficiencia térmica, tomada como 28%. Este valor de eficiencia se eligió considerando el límite más bajo del intervalo de eficiencias observado para este tipo de centrales. En 2000 las altas tasas de emisión y la baja eficiencia de esta central eran ya motivo de preocupación [15]. Además, como la central operaba con factores de planta\* bajos, la eficiencia pudo haber sido aún más reducida [15, 21].

Siguiendo el procedimiento anterior, todos los valores registrados tanto para la generación como para las emisiones adquieren coherencia.

En 2005, Hydro Quebec operaba una central eléctrica de vapor (Tracy), tres centrales con turbinas alimentadas de combustóleo ligero (Bécancour, La Citière y Cadillac) y 24 centrales de combustión interna de diésel para un total de 1,595 MW de capacidad instalada [18]. Las centrales de combustión interna proporcionaban energía eléctrica de carga de base fuera de la red, sobre todo en las regiones del norte. En 2005, la electricidad total generada por estas 24 centrales fue de 277.1 GWh [22, 23], aunque la central Cap-aux-Meules generó cerca de 65% de este total. Esta central también registró emisiones de  $\text{CO}_2$  en el GHGRP.

La estación generadora de Boralex en Kinsey Falls quedó registrada en el GHGRP con el código 221112 ("generación de electricidad con combustible fósil") del SCIAN, mientras que en el NPRI aparece con el código 221119 ("otra generación de electricidad") del SCIAN. Como las emisiones de  $\text{CO}_2$  superaron el valor umbral de registro y la central usaba gas natural, en este informe se le incluyó bajo el código del SCIAN para generación eléctrica con combustible fósil. La generación de la central de Kinsey Falls se estimó con base en las emisiones de  $\text{CO}_2$ ,

## Alberta

Los datos sobre generación de las centrales de Alberta se obtuvieron de ATCO Power [24] para sus centrales en esa provincia y de la página electrónica de Alberta Electric System Operator (AESO) [25]. Los datos sobre

\* Véase la nota 7 del informe.

generación para algunas de las centrales indicadas en el cuadro no eran de acceso público y, por lo tanto, el valor se estimó con base en las emisiones de  $\text{CO}_2$  y la eficiencia de centrales similares.

## Columbia Británica

Hay valores discrepantes registrados para Columbia Británica. Por ejemplo, la Burrard Thermal Generating Station es una central eléctrica convencional de gas natural que genera 456 GWh [26]. Se encontró que el consumo térmico de esta planta para los años 1999 y 2000, con base en la generación y la alimentación de energía registradas en una evaluación de costo-beneficio de la central realizada en 2001 [27], era de aproximadamente 10,000 Btu/kWh, que es la norma para este tipo de central. Con base en ese consumo térmico, la generación citada y los factores típicos de emisión de  $\text{CO}_2$  [28] o bien la intensidad registrada de tales emisiones [27], el resultado de los cálculos arroja emisiones de entre 239.4 y 244.8 kilotoneladas de  $\text{CO}_2$ . El valor registrado en el GHGRP para las emisiones de  $\text{CO}_2$  de Burrard en 2005 asciende a apenas 68.1. Este valor, obviamente, discrepa de la generación registrada por BC Hydro. Al analizar las emisiones de  $\text{CO}_2$  registradas en el GHGRP y la generación registrada por BC Hydro, resulta evidente que la discrepancia de los datos abarca varios años. Parece que los valores de GEI registrados por BC Hydro se ajustan mediante acciones generales de reducción de GEI [29].

La generación de la otra central de turbina de vapor, Duke Energy Gas Transmission-McMahon Cogeneration Plant, que operaba en Columbia Británica en 2005, se obtuvo ajustando la eficiencia térmica, de modo que la generación total de las centrales de turbina de vapor concordara con el valor registrado que se encontró [2]. Por último, las dos centrales de turbina de combustión consideradas fueron probablemente las de mayor generación entre las plantas de Columbia Británica que usaban esta tecnología. En 2005 operaron varias centrales de combustión interna en esta provincia para fines de respaldo o suministro en momentos pico, pero no se consideraron en el presente informe porque no hubo información disponible. La diferencia relativa total para cada tecnología fue menor que 1%.

## Métodos de cálculo

### Gas natural

De acuerdo con el apartado 1.4 de la compilación de factores de emisión AP-42 de la EPA, las emisiones de  $\text{CO}_2$  derivadas de la combustión de gas natural se pueden cal-

cular, independientemente de la tecnología, si se considera una conversión de 100% del carbono del combustible en CO<sub>2</sub>, usando el siguiente factor de emisión:

$$F = 3.67\gamma CD$$

Donde  $F$  es el factor de emisión (lb/10<sup>6</sup> scf);  $\gamma$ , la conversión del carbono del combustible en CO<sub>2</sub>;  $C$ , el contenido de carbono del combustible (0.76), y  $D$ , la densidad del combustible (4.2 x 10<sup>4</sup> lb/10<sup>6</sup> scf).

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> para la combustión de gas natural es:

$$F = 1.171 \times 10^5 \text{ lb/10}^6 \text{ scf}$$

El consumo de gas natural se puede calcular a partir de las emisiones de CO<sub>2</sub> aplicando la siguiente relación:

$$Q = \frac{E_{CO_2}}{F}$$

Donde  $E_{CO_2}$  son las emisiones de CO<sub>2</sub> (lb);  $Q$ , el consumo de gas natural (millones de scf), y  $F$ , el factor de emisión (lb/10<sup>6</sup> scf). Si los factores de emisión se basan en el volumen (lb/10<sup>6</sup> scf), se deben dividir entre el valor térmico del combustible (1,020 MMBtu/10<sup>6</sup> scf para gas natural, de acuerdo con los factores de emisión AP-42), para convertirlos y que se basen en la energía (lb/MMBtu).

La generación se puede calcular multiplicando el consumo de combustible por el valor térmico del combustible ( $H$ ) y considerando la eficiencia térmica ( $\eta$ ):

$$G = QH\eta$$

En lo que respecta a las unidades de uso común para las cantidades de que se trata, una vez introducidos los respectivos factores de conversión, se obtiene la siguiente fórmula:

$$G = \frac{E_{CO_2}}{0.45359} \frac{1020}{1.171 \times 10^5} \left( \frac{1055.056}{3.6} \right) \eta$$

Donde  $G$  se da en MWh;  $E_{CO_2}$  se da en toneladas (t) y  $\eta$  es adimensional.

#### Aceites combustibles

De acuerdo con el apartado 1.3 de la compilación de factores de emisión AP-42 de la EPA, las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la combustión de productos petro-

líferos líquidos se pueden calcular, independientemente de la tecnología, dando por supuesta una conversión de 99% del carbono del combustible en CO<sub>2</sub> y aplicando los siguientes factores de emisión:

Tipo de combustible	%C	Densidad lb/gal	Factor de emisión	
			lb/10 <sup>3</sup> gal	kg/m <sup>3</sup>
Núm. 1 (queroseno)	86.25	6.88	21,500	2,580
Núm. 2 (diésel)	87.25	7.05	22,300	2,676
Núm. 6 – Combustóleo con bajo contenido de azufre	87.26	7.88	25,000	3,000
Núm. 6 – Combustóleo con alto contenido de azufre	85.14	7.88	24,400	2,928

El consumo del aceite combustible puede calcularse a partir de las emisiones de CO<sub>2</sub> aplicando la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{1000E_{CO_2}}{F}$$

Donde  $E_{CO_2}$  son las emisiones de CO<sub>2</sub> (t);  $Q$ , el consumo del combustible líquido (m<sup>3</sup>), y  $F$ , el factor de emisión (kg/m<sup>3</sup>), tomado del cuadro anterior.

Luego se calcula la generación de MWh de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$G = \frac{E_{CO_2}}{F} \frac{H\eta}{3.6}$$

Donde  $H$  es el valor térmico en MJ/m<sup>3</sup> y  $\eta$ , la eficiencia térmica (adimensional). Los valores térmicos fueron distintos para cada provincia canadiense [2].

#### Combustibles sólidos

El consumo de combustibles sólidos para la generación de electricidad se puede estimar a partir de las emisiones de CO<sub>2</sub> aplicando la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{1000E_{CO_2}}{F}$$

Donde  $E_{CO_2}$  son las emisiones de CO<sub>2</sub> (t);  $Q$ , el consumo del combustible sólido (t), y  $F$ , el factor de emisión (kg/t).

La generación eléctrica en MWh de los combustibles sólidos se puede calcular a partir de la siguiente fórmula:

$$G = \frac{E_{CO_2}}{F} \frac{H\eta}{3.6}$$

Donde  $H$  es el valor térmico en MJ/t y  $\eta$ , la eficiencia térmica (adimensional). Los valores térmicos fueron distintos para cada provincia canadiense, aunque se consideraron valores nacionales [2].

#### Carbones subbituminosos y bituminosos

De acuerdo con el apartado 1.1 de compilación de factores de emisión AP-42 de la EPA, las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la combustión de carbones subbituminosos y bituminosos para la generación de electricidad se pueden calcular, independientemente de la tecnología, considerando una conversión de 99% del carbono del combustible en CO<sub>2</sub>, por medio de los siguientes factores de emisión:

Tipo de combustible	%C	Conversión	Factor de emisión	
			lb/t de carbón	kg/t
Subbituminoso	66.3	72.6	4810	2405
Bituminoso de alta volatilidad	75.9	72.6	5510	2755
Bituminoso de mediana volatilidad	83.2	72.6	6040	3020
Bituminoso de baja volatilidad	86.1	72.6	6250	3125

#### Lignito

De acuerdo con el apartado 1.1 de compilación de factores de emisión AP-42 de la EPA, las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la combustión de carbones subbituminosos y bituminosos para la generación de electricidad se pueden calcular, independientemente de la tecnología, considerando una conversión de 99% del carbono contenido en el combustible en CO<sub>2</sub>, por medio de los siguientes factores de emisión:

Tipo de combustible	%C	Conversión	Factor de emisión	
			lb/t de carbón	kg/Mg
Lignito	63.36	72.6	72.6 × C = 4600	2300

Si se desconoce el valor del %C, se puede usar un valor predeterminado para el factor de emisión de CO<sub>2</sub> de 4,600 lb/t.

#### Coque

Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la combustión de coque para la generación de electricidad se pueden estimar usando un factor de emisión de 102.12 kg/MMBtu [30]. Para convertirlo a un valor basado en la masa, este valor se deben multiplicar por un valor térmico de 27.965 MMBtu/t [31].





## Referencias

- [1] CCA, *Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte*, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal, 2004.
- [2] US EIA, *Electricity Explained: How Electricity is Delivered to Consumers*, US Energy Information Administration, 2010, <[http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity\\_delivery](http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_delivery)> (consulta realizada el 30 de septiembre de 2010).
- [3] US EIA, *International Energy Outlook 2010*, US Energy Information Administration, <[www.eia.doe.gov/oiia/ieo/electricity.html](http://www.eia.doe.gov/oiia/ieo/electricity.html)> (consulta realizada el 30 de septiembre de 2010).
- [4] AIE, *World Energy Outlook 2006* [“Perspectivas de energía en el mundo, 2006”], Agencia Internacional de Energía / Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, París, 2007, <[www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf)>.
- [5] US EIA, *International Energy Statistics*, US Energy Information Administration, <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=2>> (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).
- [6] Natural Resources Canada, *Energy Sources*, Natural Resources Canada, <[www.nrcan.gc.ca/eneene/sources/eleele/abofai-eng.php](http://www.nrcan.gc.ca/eneene/sources/eleele/abofai-eng.php)> (consulta realizada el 19 de septiembre de 2010).
- [7] Environment Canada, *Water*, Environment Canada, <[www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=En&n=CD467AE6-1](http://www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=En&n=CD467AE6-1)> (consulta realizada el 16 de septiembre de 2010).
- [8] AIE, *Key World Energy Statistics 2007* [“Estadísticas sobre energía en el mundo”], Agencia Internacional de Energía, 2007, <[www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/key\\_stats\\_2007.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/key_stats_2007.pdf)>.
- [9] Statistics Canada, *Electric Power: Generation, Transmission and Distribution, 2005*, Manufacturing, Construction & Energy Division, Energy Section, Catalogue No. 57-202-XIE, Ottawa, 2007.
- [10] Statistics Canada, *Electric Power: Generation, Transmission and Distribution, 2002*, Manufacturing, Construction & Energy Division, Energy Section Catalogue No. 57-202-XIB, Ottawa, 2004.
- [11] G. Castro S., “Radiografía de la electricidad en México”, publicado en línea el 12 de marzo de 2007, <[www.ecoport.net/content/view/full/67368](http://www.ecoport.net/content/view/full/67368)> (consulta realizada el 1 de septiembre de 2010).
- [12] CFE, *Informe anual 2005*, Comisión Federal de Electricidad, México, 2006, <[www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Documents/INFORMEFCFE2005.pdf](http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Documents/INFORMEFCFE2005.pdf)>.
- [13] Sener, *Prospectiva del sector eléctrico, 2006-2015*, Secretaría de Energía, México, 2006 <[www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/prospsectelec2006.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/prospsectelec2006.pdf)> (consulta realizada el 19 de septiembre de 2010).
- [14] Sener, *Balance Nacional de Energía 2005*, Secretaría de Energía, México, 2006, <[www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/balance2005.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/balance2005.pdf)>.
- [15] US EIA, *Overview—Generating Capability/Capacity*, US Energy Information Administration, <[www.eia.gov/cneaf/electricity/page/prim2/chapter2.html](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/page/prim2/chapter2.html)> (consulta realizada el 20 de septiembre de 2010).
- [16] US DOE, *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*, DOE/EIA-0562(00), Distribution Category UC-950, US Department of Energy, Washington, 2000 <[www.eia.gov/cneaf/electricity/chg\\_stru\\_update/update2000.pdf](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/update2000.pdf)>.
- [17] US EIA, *Electric Power Annual 2006*, Energy Information Administration, US Department of Energy, DOE/EIA-0348, Washington, octubre de 2007.
- [18] US EPA, *Climate change*, información sobre política estadounidense en materia de cambio climático, Environmental Protection Agency, 2010, <[epa.gov/climatechange/index.html](http://epa.gov/climatechange/index.html)> (consulta realizada el 10 de octubre de 2010).
- [19] IPCC, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis* [“Cambio climático 2007: base de ciencia física”], contribución del Grupo de Trabajo I al cuarto informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, M. Tignor y H. L. Miller (comps.)], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y Nueva York, 2007.
- [20] AIE, *Energy Security and Climate Policy* [“Seguridad energética y políticas sobre cambio climático”], Agencia Internacional de Energía (OCDE-AIE), París, 2007.
- [21] WRI, *World Greenhouse Gas Emissions: 2005* [“Emisiones mundiales de gases de efecto invernadero: 2005”], Instituto de Recursos Mundiales, <[www.wri.org/chart/world-greenhouse-gas-emissions-2005](http://www.wri.org/chart/world-greenhouse-gas-emissions-2005)> (consulta realizada el 19 de febrero de 2011).

- [22] Environment Canada, *National Inventory Report, Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 1990-2008*, Greenhouse Gas Division, Environment Canada, presentado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 2010.
- [23] Semarnat, *Cuarta comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, Instituto Nacional de Ecología/Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México, 2009.
- [24] US EPA, *Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007*, Environmental Protection Agency, 2010, <[www.epa.gov/climatechange/emissions/usgginv\\_archive.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usgginv_archive.html)>.
- [25] Environment Canada, *National Pollutant Release Inventory (NPRI)*, data set for year 2005 [conjunto de datos para el año 2005], Environment Canada, <[www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=En&n=B85A1846-1](http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=En&n=B85A1846-1)>, con fecha del 24 de enero de 2010.
- [26] Environment Canada, *Overview of Mechanisms for Establishing an Alternate Threshold. Pollution and Waste: 2006-2008 Consultations*, Environment Canada, 2009 <[www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=en&n=ABE00FC6-1](http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=en&n=ABE00FC6-1)> (consulta realizada el 15 de enero de 2011).
- [27] Environment Canada, *Greenhouse Gas Emissions Reporting Program*, data set for year 2005 [conjunto de datos para el año 2005], Environment Canada, <[www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=8044859A-1](http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=8044859A-1)>, con fecha del 14 de septiembre de 2009.
- [28] Canada Gazette, "Notice with respect to reporting of greenhouse gases (GHGs) for 2009", *Canada Gazette* [diario oficial canadiense], Ottawa, vol. 143, núm. 28, 11 de julio de 2009, <<http://canadagazette.gc.ca/rp-pr/p1/2009/2009-07-11/pdf/g1-14328.pdf#page=7>>.
- [29] Statistics Canada, *Electric Power Generating Stations, Manufacturing, Construction & Energy Division*, Energy Section, Catalog No. 57-206, Ottawa, 2006.
- [30] Samudra Vijay, Luisa T. Molina, y Mario J. Molina, *Cálculo de emisiones de contaminación atmosférica por uso de combustibles fósiles en el sector eléctrico mexicano*, elaborado para la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) por el Programa Integrado sobre Contaminación Urbana, Regional y Mundial (*Integrated Program on Urban, Regional and Global Air Pollution*) del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT), Montreal, abril de 2004, <[www.cca.org/Storage/56/4881\\_Estimating-AirPollutionEmission-FossilFuel\\_es.pdf](http://www.cca.org/Storage/56/4881_Estimating-AirPollutionEmission-FossilFuel_es.pdf)>.
- [31] CCA, "Estimación de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos por Uso de Combustibles Fósiles en el Sector Eléctrico Mexicano", N/D: 241.04007.037, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal, 2009 (informe inédito).
- [32] Semarnat, *Inventario Nacional de Emisiones de México, 2005*, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), México, 2011 (en prensa).
- [33] Alberto Cruzado Martínez, asesor de la Dirección General de Calidad del Aire y Registro de Transferencia de Contaminantes de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), México, comunicación personal, 2011.
- [34] CRE, *Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados al 31 de mayo de 2010* (versión Excel), Comisión Reguladora de Energía, México, 2010, <[www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171](http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171)> (consulta realizada el 15 de junio de 2010).
- [35] US EIA, *Electric Power Annual 2005*, Energy Information Administration, US Department of Energy, DOE/EIA-0348, Washington, noviembre de 2006.
- [36] US EPA, *Emissions and Generation Resource Integrated Database*, versión 1.1 (datos para el año 2005), Environmental Protection Agency, Washington, 2010, <<http://cfpub.epa.gov/egridweb/view.cfm>> (consulta realizada el 8 de septiembre de 2010).
- [37] US EPA, *National Emissions Inventory (NEI)*, en "2005 National Emissions Inventory Data & Documentation", Point Facility Summary [resumen de instalaciones emisoras], Environmental Protection Agency, Washington, 2010 <[www.epa.gov/ttnchie1/net/2005inventory.html](http://www.epa.gov/ttnchie1/net/2005inventory.html)> (consulta realizada el 8 de septiembre de 2010).
- [38] Statistics Canada, *Main demographic indicators for Canada, provinces and territories, 1981 to 2007*, Statistics Canada, Ottawa, 2009, <[www.statcan.gc.ca/pub/91-209-x/2004000/tab10-eng.htm](http://www.statcan.gc.ca/pub/91-209-x/2004000/tab10-eng.htm)> (consulta realizada el 18 de febrero de 2011).
- [39] Conapo, *Población 2006-2012*, Consejo Nacional de Población, México, <[www.conapo.gob.mx/prontuario2008/01.pdf](http://www.conapo.gob.mx/prontuario2008/01.pdf)> (consulta realizada el 18 de febrero de 2011).

- [40] NB Power, *Environmental Performance Report, 2005*, New Brunswick Power Group, Frederickton, Nueva Brunswick, 2006, <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB Power Environmental Performance Report 2005.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB%20Power%20Environmental%20Performance%20Report%202005.pdf)>
- [41] Environment Canada, *Historical Mercury Emission Trends for Canada*, Environment Canada, 2009, <[www.ec.gc.ca/pdb/websol/emissions/ap/ap\\_result\\_e.cfm?year=1985-2007&substance=hg&location=CA&sector=&submit=Search](http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/emissions/ap/ap_result_e.cfm?year=1985-2007&substance=hg&location=CA&sector=&submit=Search)> (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).
- [42] CCME, *Canada-wide Standards for Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Power Generation Plants*, Canadian Council of Ministers of the Environment, 11 de octubre de 2006, <[www.ccme.ca/assets/pdf/hg\\_epg\\_cws\\_w\\_annex.pdf](http://www.ccme.ca/assets/pdf/hg_epg_cws_w_annex.pdf)> (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).
- [43] E. Mazzi, S. Glesman y A. Bell, “Canada-wide Standards: Mercury Measurement Methodologies for Coal-fired Power Plants”, Paper 15, EPRI-EPA-DOE-AW&MA Power Plant Air Pollutant Control “MEGA” Symposium, Baltimore, Maryland, 2006.
- [44] NB Power, *Environmental Performance Report, 2002*, New Brunswick Power Group, Frederickton, Nueva Brunswick, 2003, <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/enviro2002\\_en.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/enviro2002_en.pdf)>.
- [45] US EPA, *Profile of the Fossil Fuel Electric Power generation Industry*. EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, EPA/310-R-97-007, Environmental Protection Agency, Washington, 2007.
- [46] Air & Waste Management Association, *Air Pollution Engineering Manual*, Wayne T. Davis (comp.), John Wiley & Sons, Inc., Nueva York, 2000.
- [47] W. P. Cunningham y M. A. Cunningham, *Environmental Science, A Global Concern*, 10a. ed., McGraw Hill, Nueva York, 2008.
- [48] US EPA, *AP-42, Compilation of Air Pollution Emission Factors*, vol. 1: *Stationary Point and Area Sources*, 5a. ed., Environmental Protection Agency, Washington, 1995.
- [49] US EPA, *Air Emissions*, 2010, Environmental Protection Agency, <[www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/air-emissions.html](http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/air-emissions.html)>, (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).
- [50] R. C. Flagan y J. H. Seinfeld, *Fundamentals of Air Pollution Engineering*, Prentice Hall, Nueva Jersey, 1988.
- [51] PNUMA, *Process Optimization Guidance for Reducing Mercury Emissions from Coal Combustion in Power Plants* [“Guía para la optimización de procesos de reducción de emisiones de mercurio derivadas de la combustión de carbón en centrales eléctricas”], Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, División de Tecnología, Industria y Economía, París, noviembre de 2010, <<http://www.unep.org/hazardoussubstances/Portals/9/Mercury/Documents/coal/UNEP%20Mercury%20POG%20FINAL%202010...pdf>> (consulta realizada el 11 de febrero de 2011).
- [52] US EPA, *Mercury Emissions*, Environmental Protection Agency, 2010, <<http://cfpub.epa.gov/eroe/index.cfm?fuseaction=detail.viewInd&lv=list.listByAlpha&r=188199&subtop=341>> (consulta realizada el 11 de febrero de 2011).
- [53] US EPA, *Mercury: Health Effects— Methylmercury*, Environmental Protection Agency, 2010, <[www.epa.gov/hg/effects.htm](http://www.epa.gov/hg/effects.htm)> (consulta realizada el 6 de febrero de 2011).
- [54] US EPA, *Mercury Study Report to Congress*, vol. I: *Executive Summary*, EPA-425/R-97-003, Environmental Protection Agency, Washington, 1997.
- [55] US EPA, *Particulate Matter: Health and Environment*, Environmental Protection Agency, <[www.epa.gov/particles/health.html](http://www.epa.gov/particles/health.html)> (consulta realizada el 5 de febrero de 2011).
- [56] US EPA, *Where does Methane Come From? Sources and Emissions*, Environmental Protection Agency, 2010, <[www.epa.gov/methane/sources.html](http://www.epa.gov/methane/sources.html)>, (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).
- [57] US EPA, *Methane and Nitrous Oxide Emissions from Natural Sources*, EPA-430-R-10-001, Environmental Protection Agency, Washington, 2010.
- [58] US EPA, *Carbon Dioxide: Climate Change—Greenhouse Gas Emissions*, Environmental Protection Agency, 2010, <[www.epa.gov/climatechange/emissions/co2.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/co2.html)> (consulta realizada el 5 de octubre de 2010).

## Referencias del anexo

- [1] SaskPower, *Annual Report 2005*, Saskatchewan Power Corporation, <[www.saskpower.com/news\\_publications/annual\\_reports.shtml](http://www.saskpower.com/news_publications/annual_reports.shtml)>.
- [2] Statistics Canada, *Electric Power Generation, Transmission and Distribution, 2005*, Catalogue number 51-202-XIE, Statistics Canada, 2007.
- [3] Nova Scotia Power, *Carbon Disclosure Project: 2005-2010 Emissions Levels*, Nova Scotia Power Corporation, <[www.nspower.ca/en/home/environment/emissions/archived/default.aspx](http://www.nspower.ca/en/home/environment/emissions/archived/default.aspx)> (consulta realizada el 20 de enero de 2011).
- [4] NB Power, *Environmental Performance Report, 2005*, New Brunswick Power Group, Fredericton, Nueva Brunswick, 2006, <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB Power Environmental Performance Report 2005.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB_Power_Environmental_Performance_Report_2005.pdf)>
- [5] NB Power, *Environmental Performance Report, 2006*, New Brunswick Power Group, Fredericton, Nueva Brunswick, 2006, <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB Power Environmental Performance Report 2006 EN.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB_Power_Environmental_Performance_Report_2006_EN.pdf)>.
- [6] “Bayside eyes merchant markets”, en *Power Engineering International*, <[www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/57071/articles/power-engineering-international/volume-7/issue-9/features/bayside-eyes-merchant-markets.html](http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/57071/articles/power-engineering-international/volume-7/issue-9/features/bayside-eyes-merchant-markets.html)> (consulta realizada el 21 de enero de 2011).
- [7] REI, “Combined Cycle Power Plants. Cogeneration Technologies”, en Cogeneration Net, Renewable Energy Institute, <[http://cogeneration.net/Combined\\_Cycle\\_Power\\_Plants.htm](http://cogeneration.net/Combined_Cycle_Power_Plants.htm)> (consulta realizada el 21 de enero de 2011).
- [8] Alstom, *Gas Power Plants*, document PWER/BPROB/GSPWPS10/eng/THS/10.10/CH/7282, Alstom, Ltd., Baden, 2010, <[www.alstom.com/assetmanagement/DownloadAsset.aspx?ID=ec3b2f04-a7c4-4cc9-aa62-9fdcf6a075a1&version=6710944e60484b5f90c09a9d1eb1a5b56.pdf&lang=2057](http://www.alstom.com/assetmanagement/DownloadAsset.aspx?ID=ec3b2f04-a7c4-4cc9-aa62-9fdcf6a075a1&version=6710944e60484b5f90c09a9d1eb1a5b56.pdf&lang=2057)>.
- [9] Brian K. Schimmoller, “Repowering and Retrofits: Building on Past Value”, en *Power Engineering*, <<http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/58058/articles/power-engineering/volume-104/issue-1/features/repowering-and-retrofits-building-on-past-value.html>> (consulta realizada el 21 de enero de 2011).
- [10] Ontario Power Generation, *Lakeview GS 43 years of service to the Province of Ontario*, informe público, Ontario Power Generation, Toronto, 2005.
- [11] US EIA, “Electric Power Annual 2008”, apéndice A: notas técnicas, DOE/EIA-0348(2008), U.S. Energy Information Administration, Washington, 2010.
- [12] Ontario Power Generation, *2009 Sustainable Development Report*, informe público, Ontario Power Generation, Toronto, 2009.
- [13] DBRS, *EPCOR Power L.P., Rating Report*, DBRS, Toronto, 19 de noviembre de 2008.
- [14] Statistics Canada, *Electric Power Generating Stations*, Statistics Canada, 2006, <[www.statcan.gc.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SurvId=2193&SurvVer=0&SDDS=2193&InstaId=14395&InstaVer=8&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2](http://www.statcan.gc.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SurvId=2193&SurvVer=0&SDDS=2193&InstaId=14395&InstaVer=8&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2)>.
- [15] State of Vermont, Public Service Board, Dockets No. 6120 and 6460, *Prefiled Direct Testimony of Bruce Edward Biewald on behalf of The Vermont Department of Public Service* [Testimonio directo prearchivado de Bruce Edward Biewald en nombre del Departamento de Servicios Públicos de Vermont], marzo de 2001.
- [16] Hydro Quebec, “Fossil Fuels”, <<http://www.hydroquebec.com/learning/autres-sources/fossile.html>> (consulta realizada el 24 de enero de 2011).
- [17] Hydro Quebec, “Everchanging Energy”, *Sustainability Report 2005*, <[www.hydroquebec.com/publications/en/enviro\\_performance/pdf/rdd\\_2005\\_en.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/en/enviro_performance/pdf/rdd_2005_en.pdf)>.
- [18] Hydro Quebec, “People with Energy”, *Annual Report 2005*, <[www.hydroquebec.com/publications/en/annual\\_report/pdf/hydro2005en\\_complete.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/en/annual_report/pdf/hydro2005en_complete.pdf)>.
- [19] Environment Canada, “Emission Factors from Canada’s GHG Inventory: Fuel Combustion”, <[www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=AC2B7641-1](http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=AC2B7641-1)> (consulta realizada el 28 de enero de 2011).
- [20] Natural Resources Canada, “Stack Losses for Heavy No. 6 Fuel Oil”, <<http://oeo.nrcan.gc.ca/industrial/technical-info/tools/boilers/heavy-fuel.cfm?attr=24>> (consulta realizada el 21 de enero de 2011).

- [21] Stephen Connors, Katherine Martin, Michael Adams y Edward Kern, “Future Electricity Supplies: Redefining Efficiency from a Systems Perspective”, MIT Engineering Systems Symposium, marzo de 2004.
- [22] Hydro Quebec, *Plan d’Approvisionnement 2008-2017 des Réseaux Autonomes*, anexos, Demande R-3648-2007, Hydro Quebec Distribution, versión revisada: 20 de marzo de 2008.
- [23] Hydro Quebec, *Profil régional des activités d’Hydro-Québec – 2005*, Hydro Quebec, 2006, <[www.hydroquebec.com/publications/fr/profil\\_regional/pdf/profil\\_2005.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/profil_regional/pdf/profil_2005.pdf)>.
- [24] ATCO Power, datos entregados a solicitud de la CCA.
- [25] AESO, “Market and System Reporting” (historical market reports), Alberta Electric System Operator, <[www.aeso.ca/market/8856.html](http://www.aeso.ca/market/8856.html)> (consulta realizada el 2 de febrero de 2011).
- [26] BC Hydro, *BC Hydro Annual Report 2005*, British Columbia Electric Company, <[www.bchydro.com/about/company\\_information/reports/annual\\_report.html](http://www.bchydro.com/about/company_information/reports/annual_report.html)>.
- [27] Marvin Shaffer & Associates, “Multiple Account Benefit-Cost Evaluation of the Burrard Thermal Generating Plant”, 2001, <[www.sqwalk.com/BurrardReport.pdf](http://www.sqwalk.com/BurrardReport.pdf)>.
- [28] The Climate Registry, “Default Emissions Factors,” <<http://www.theclimateregistry.org/downloads/2010/08/Default-Emissions-Factors.xls>> (consulta realizada el 22 de enero de 2011).
- [29] BC Hydro, *BC Hydro Annual Report 2006*, British Columbia Electric Company, <[www.bchydro.com/about/company\\_information/reports/annual\\_report.html](http://www.bchydro.com/about/company_information/reports/annual_report.html)>.
- [30] US EIA, “Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program Fuel Emission Coefficients”, US Department of Energy, Energy Information Administration, <[www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html)> (consulta realizada el 25 de enero de 2011).
- [31] ORNL, “Lower and Higher Heating Values of Gas, Liquid and Solid Fuels”, apéndice A del Biomass Energy Data Book, National Transportation Research Center, Oak Ridge National Laboratory, US Department of Energy, <<http://cta.ornl.gov/bedb/index.shtml>> y <[http://cta.ornl.gov/bedb/appendix\\_a/Lower\\_and\\_Higher\\_Heating\\_Values\\_of\\_Gas\\_Liquid\\_and\\_Solid\\_Fuels.pdf](http://cta.ornl.gov/bedb/appendix_a/Lower_and_Higher_Heating_Values_of_Gas_Liquid_and_Solid_Fuels.pdf)> (consulta realizada el 25 de enero de 2011).







**Comisión para la Cooperación Ambiental**  
393, rue St-Jacques Ouest, bureau 200  
Montreal (Quebec) Canadá H2Y 1N9  
t (514) 350-4300 f (514) 350-4314  
info@cec.org / www.cec.org

