

CÁLCULO DE EMISIONES DE CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA POR USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

Preparado para:

**Comisión para la Cooperación Ambiental
de América del Norte**

Autores:

Samudra Vijay, Luisa T. Molina y Mario J. Molina

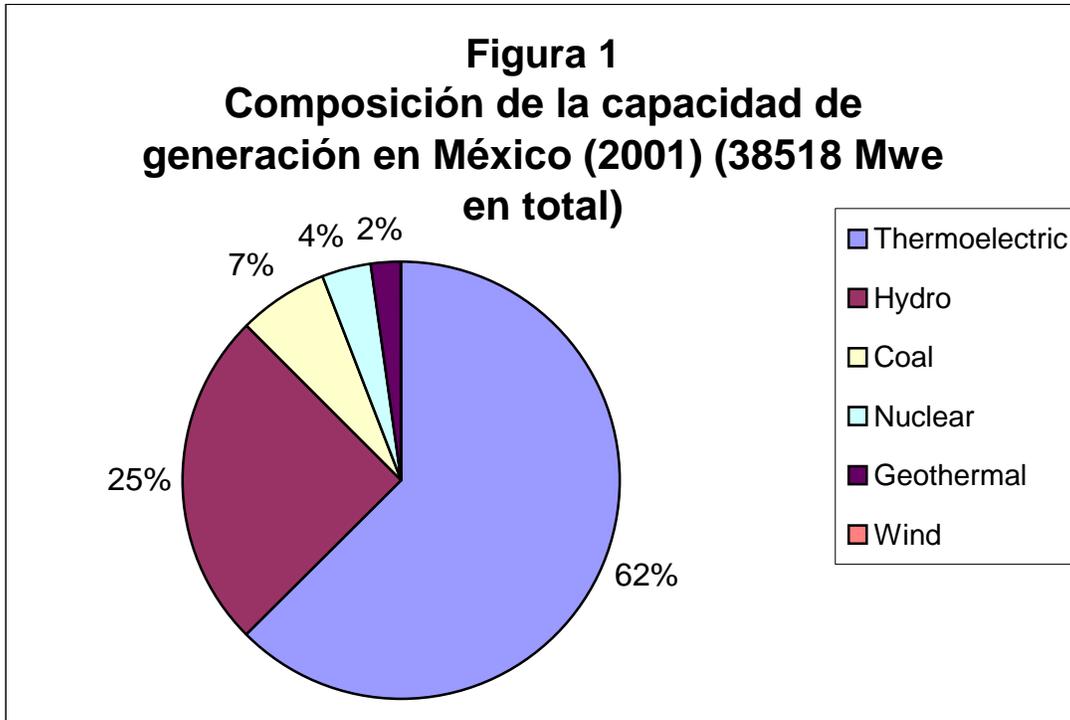
Abril de 2004

Este documento fue preparado para el Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) y no necesariamente refleja las opiniones de otros órganos de la CCA ni las de los gobiernos de Canadá, México o Estados Unidos.

Introducción

México se cuenta entre los principales productores y exportadores de electricidad (Secretaría de Energía, Sener, 2004). En 2001, generó aproximadamente 167 TWh de electricidad a partir de una base de capacidad instalada de 38.5 GW. A semejanza de muchos países en desarrollo y desarrollados, la mayoría de la capacidad instalada de generación en México se basa en combustibles fósiles. Sin embargo, el perfil de generación de electricidad de México difiere significativamente del de muchos otros países en desarrollo. Por ejemplo, en la capacidad instalada de la India y China predomina la generación termoeléctrica por carbón, mientras que en México predomina el combustóleo en la generación total. Esta diferencia incide de manera importante en la definición de las características de las emisiones del sector de generación de electricidad mexicano.

En 1980, la capacidad instalada de generación de energía de México fue de 14,625 MWe, cifra que aumentó a más del doble en 20 años pues ascendió a 38,518 MWe en 2001 (Sener 2004). En promedio, México ha incrementado cada año alrededor de 1300 MW de capacidad de generación neta.



Fuente: Sener (2004)

[Leyendas:]

Termoeléctrica

Hidroeléctrica

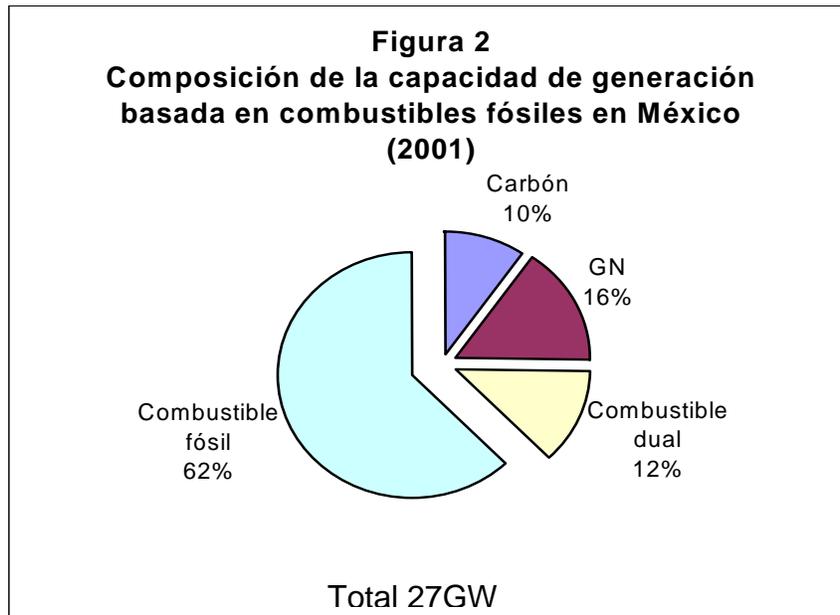
Carboeléctrica

Nucleoeléctrica

Geotermoeléctrica

Eoloeléctrica

Del total de la capacidad instalada de generación, 69 por ciento está representado por generación termoeléctrica basada en combustibles fósiles, mientras que del total de 27 GW de este tipo de generación, la mayor parte proviene de centrales basadas en carbón. En la figura 2 se muestra la distribución de la capacidad instalada basada en combustibles fósiles por tipo de combustible correspondiente a 2001.



Fuente: Sener (2004)

Con una conciencia ambiental cada vez mayor, el sector eléctrico mexicano ha captado la atención tanto de la ciudadanía como de las autoridades. Esto ha hecho que se tomen medidas para cuantificar las emisiones de las centrales y ha inspirado la elaboración de un inventario de emisiones de contaminantes de este sector. Todas las centrales indican su consumo de combustible, sus emisiones y varias otras características de operación en el informe anual de operaciones presentado a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), conocido como Cédula de Operación (COA). Sin embargo, dada la naturaleza confidencial de estos documentos, no se han divulgado cálculos de las emisiones producidas por la generación de electricidad en México.

La Semarnat y la Sener hicieron un reciente esfuerzo de colaboración para enfrentar este problema de emisiones de las centrales, lo que representa un avance importante. El resultado de esta colaboración es un informe que acaban de publicar ambas dependencias (Sener 2003) y que se puede consultar en <http://www.energia.gob.mx/work/secciones/575/imagenes/pema2003.pdf>.

En este informe se dan a conocer cálculos del consumo de combustible y las emisiones de centrales de generación de 1995 a 2001. El documento completo con los inventarios de emisiones de 1995 a 2001 se presentó el 29 de julio de 2003, en una reunión oficial entre los secretarios de Medio Ambiente y Energía, en las oficinas de la Sener, en la que se distribuyeron copias del documento entre los asistentes. La versión del informe que actualmente está disponible en la red (consultada por última vez el 28 de febrero de 2004) no contiene datos sobre consumo de combustible y emisiones.

En este documento, hemos calculado las emisiones procedentes de la generación de electricidad en México, con base en el consumo de combustible, así como factores de emisiones para centrales específicas, correspondientes a 2001 y 2002.

Metodología

Seguimos la metodología recomendada por el Programa de mejoramiento de inventarios de emisiones (*Emissions Inventory Improvement Program*) de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos (EIIP 2001). Obtuvimos la capacidad de generación instalada y efectiva de las unidades de generación térmicas del Informe de Operación (Sener 2002). En el documento se indica el número de unidades en cada central y su capacidad de generación. Además, se presenta una lista de los datos brutos de generación y consumo de combustibles fósiles por central (no por unidades). Solicitamos información detallada sobre los tipos de caldera y las configuraciones de combustión para todas las centrales a fin de hacer un cálculo más preciso de las emisiones. La Sener nos dio esta información para la mayoría de las centrales. Cuando esta información no estaba disponible, consideramos que la combustión era de tipo normal, en oposición a la tangencial. No hubo información disponible sobre si el fondo era húmedo o seco, de modo que dimos por sentado que toda la generación carboeléctrica era de tipo fondo seco, pues se trata de instalaciones más comunes. Las calderas de fondo húmedo son más usuales en las centrales carboeléctricas que usan combustión en lecho fluidizado (EIIP, 2001).

Para cada central, multiplicamos el consumo de combustible total anual por central por los respectivos factores de emisión para cuatro contaminantes: CO₂, SO₂, NO_x (expresado como NO₂) y mercurio. Los factores de emisión usados para los diversos

tipos de combustible, combustión y tipos de calentamiento se enumeran en los cuadros 1, 2 y 3.

Medición de emisiones

Sólo unas cuantas centrales en México cuentan con capacidad de medición continua de emisiones; por consiguiente, las únicas opciones viables para el cálculo de las emisiones son el uso de factores de emisión o las mediciones periódicas en la chimenea. Aunque los datos de medición en la chimenea pueden arrojar información más confiable que el uso de factores de emisión, hay ciertos problemas con la aplicación de este método para el sector eléctrico mexicano. En primer lugar, las mediciones periódicas de emisiones en la chimenea se reportan como parte del COA y no se dan a conocer públicamente. En segundo lugar, las mediciones periódicas de emisiones también se usan para comparar los resultados de emisiones de la central con las normas vigentes; por lo tanto, los operadores de las centrales tienen un incentivo para efectuar estas mediciones mientras las condiciones sean “óptimas”. La falta de aleatoriedad en las mediciones y su baja frecuencia hacen que este método sea menos adecuado para los cálculos de emisiones anuales.

Tradicionalmente, la Sener basa su cálculo de emisiones anuales en los factores de emisión que usa la CFE en la actualidad, aplicados a las siguientes cuatro categorías de centrales de manera uniforme (Sener 2003): termoeléctricas a base de vapor grandes, termoeléctricas a base de vapor pequeñas, centrales de ciclo combinado y generadores de turbogás. Aunque este método permite obtener cálculos de emisiones de primer orden razonables, plantea varios problemas. No hay una distinción establecida en cuando al tipo de calentamiento (tangencial o normal), lo que puede ocasionar una sobreestimación de las emisiones de NO_x . Además, no se tiene en cuenta el impacto de las dimensiones del equipo de combustión. Las instalaciones más grandes tienden a presentar factores de emisión mayores para NO_x debido a sus temperaturas de combustión más altas, lo que da como resultado la formación de NO_x térmico (Beer 2000). Tratamos de depurar estos cálculos obteniendo e incluyendo información sobre combustión en las centrales. Consideramos la diferencia en factores de emisión derivada del tipo de calentamiento, es decir, tangencial, de pared, u otro. La información sobre tipo de calentamiento corresponde a la información de la CFE que la Sener nos

proporcionó en relación con un gran número de centrales (CFE 2003), lo que nos ayudó a mejorar la precisión de los cálculos de emisiones.

Controles de emisiones

La mayoría de las centrales en México no tienen controles de emisiones instalados. Datos de la Cédula de Operación para 2002 (Semarnat 2004) indican la instalación de un dispositivo de control para NO_x y dos para partículas sólidas (no podemos revelar los nombres de estas centrales dada la naturaleza confidencial de la información establecida en la Cédula de Operación). Sin embargo, resulta seguro suponer que hay controles de partículas sólidas instalados en las centrales carboeléctricas, debido al alto contenido de cenizas (37 por ciento por peso) del carbón mexicano (Rangel 2002). Aunque los dispositivos de control de partículas sólidas también pueden afectar las emisiones de SO_2 y mercurio, hemos dejado de lado este factor para los cálculos que aquí presentamos. Según se informa, el control para NO_x sólo está instalado en una central; de modo que debe tener un impacto significativo en los cálculos globales de emisiones.

Cálculo de emisiones de SO_2

Las emisiones de contaminantes no sólo dependen del tipo de combustible, sino también del tipo y la configuración de la caldera, por ejemplo, si es de calentamiento tangencial o de pared, de fondo húmedo o seco. Sin embargo, las emisiones de SO_2 son directamente proporcionales al contenido de azufre en el combustible y la cantidad de combustible consumido. Por ende, la precisión de los cálculos de SO_2 depende, a su vez, de la precisión con la que se notifica el contenido de azufre en el combustible. Para nuestros cálculos, usamos el contenido de azufre promedio ponderado anual para 2001 de la CFE, proporcionado por la Sener (2003).

Cabe mencionar que las centrales usan combustóleo ya sea local o importado. El combustóleo producido por las refinerías locales tiene un alto contenido de azufre (3-4 por ciento), mientras que el combustóleo importado contiene de 1 a 2 por ciento de azufre, por peso. El valor promedio ponderado de azufre en el combustóleo usado en las centrales en 2001 osciló entre 3.3 y 3.9 por ciento. El contenido de azufre notificado en el combustóleo importado fue de 1.7 por ciento por peso.

Se reporta que el contenido de azufre del diesel es de 0.5 por ciento para todas las centrales que usan este combustible. Según informa la CFE, el contenido de azufre del carbón es de 1 por ciento para las dos centrales que usan carbón mexicano y de 0.5 por ciento para la central de Petacalco, que usa carbón importado. Estos valores difieren sustancialmente de los que habían señalado Miller *et al.* (1996). Miller *et al.* (2002) también indican valores más elevados de contenido de azufre para el carbón mexicano.

Cálculo de emisiones de CO₂

Para una composición de combustible dada, es posible calcular valores bastante precisos de este importante gas de invernadero. Suponiendo hay una combustión completa, es fácil calcularlos a partir de la composición química del combustible. Aplicamos factores de emisión usados por la CFE para calcular emisiones de CO₂. Ante la falta de información sobre la composición exacta del combustible, no verificamos la precisión de estos factores de emisión.

Cálculo de emisiones de NO_x

Las emisiones de NO_x son una función del tipo de combustible y la temperatura de combustión. En general, las instalaciones más grandes tienen factores de emisión mayores porque operan a una temperatura más elevada. Además, la configuración del equipo de combustión puede afectar significativamente el índice de formación de óxidos de nitrógeno. En el caso de las calderas que usan combustóleo o gas natural, el factor de emisión es mayor que en las calderas de calentamiento tangencial. Por consiguiente, es esencial contar con información sobre el tipo de calentamiento de cada unidad. La Sener nos dio esa información, que nos ayudó a reducir la incertidumbre en nuestro cálculo de emisiones de NO_x.

En su mayoría, los factores de emisión que aplicamos están tomados de la compilación AP-42 de la EPA (1998). Usamos la versión actualizada de la base de datos de factores de emisión FIRE 6.23, disponible en el sitio web de la EPA. Para el cálculo de CO₂, no había factores de emisión disponibles para todos los combustibles o calderas, de modo que usamos los factores de emisión aplicables de la Sener. En cuanto a las emisiones de mercurio, usamos un estudio previo solicitado por la Comisión para la Comisión

Ambiental (CCA) a fin de calcular las emisiones de diferentes categorías de fuentes en México (Acosta 2001).

En el cuadro 1, se indican los factores de emisión usados para combustóleo y diesel según los diferentes tipos de combustión y las diferentes configuraciones. El factor de emisión de NO_x para la combustión normal es alrededor de 46 por ciento más alto que para la combustión tangencial. Asimismo, cuando se usó el mismo combustible en un motor de combustión interna, en un motor de ignición por compresión recíproca a base de diesel, el factor de emisión de NO_x puede ser hasta 19 veces el de una caldera de calentamiento tangencial. De manera similar, en el caso de las turbinas a base de diesel, el factor de emisión de NO_x puede ser alrededor del cuádruple del de un calentador externo tangencial.

Cuadro 1
Factores de emisión usados para la generación de electricidad en México
(Combustóleo y diesel)

Combustible	Tipo de combustión	Configuración de la caldera	CO ₂ ¹ t m ⁻³	Hg ² kg m ⁻³	NO _x Kg m ⁻³	SO ₂ ³ kg m ⁻³
Combustóleo	Externa	Normal	3.04	1.35E-05	5.63	18.81*S%
	Externa	Tangencial	3.04	1.35E-05	3.83	18.81*S%
Diesel	Externa	Normal	2.66	1.35E-05	5.63	18.81*S%
	Externa	Tangencial	2.66	1.35E-05	3.83	18.81*S%
Diesel	Interna	Motor recíproco	2.66	1.35E-05	72.37	18.81*S%
Diesel	Interna	Turbina	2.61	2.00E-05	14.66	18.81*S%

Fuente: EPA, AP-42 (1998), tomado de FIRE V. 6.23

1. Sener (2003)

2. Factores de emisión de mercurio tomados de Acosta (2001)

3. S% indica porcentaje de S en el combustible respectivo, por peso.

En el cuadro 2 se presentan los factores de emisión aplicados a centrales que consumen gas natural. Observamos que el factor de emisión aplicable a NO_x para calderas de calentamiento normal con un nivel de calor inferior a 100 millones de BTU por hora (alrededor de 29.8 MW térmicos) es alrededor de 60 por ciento menor que para aquellas con un nivel de calor más alto. Para una eficiencia de 30 por ciento, una central de este tipo tendría una capacidad de generación de aproximadamente 10 MWe. También observamos que la mayoría de las unidades son de dimensiones mayores a

10 MWe; por consiguiente, usamos el factor de emisión apropiado, lo que da por resultado emisiones de NO_x más altas. De nuevo, si se usa gas natural en una configuración de calentamiento tangencial, se forma menos NO_x térmico. En el caso de centrales de ciclo combinado que usan gas natural para el último ciclo, usamos factores de emisión aplicables a la combustión interna en una turbina. Sólo las emisiones de NO_x resultan afectadas por esta distinción.

Cuadro 2
Factores de emisión usados para la generación de electricidad en México
(Gas natural)

Combustible	Tipo de combustión	Configuración de la caldera	CO ₂ ¹ t/Mm ³	Hg ² kg/Mm ³	NO _x kg/Mm ³	SO ₂ kg/Mm ³
Gas natural	Externa	> 100 MMBTU/Hr Normal	1.92	4.17E-03	4486.14	9.61
		< 100 MMBTU/Hr Normal	1.92	4.17E-03	1602.19	9.61
	Externa	Tangencial	1.92	4.17E-03	2723.73	9.61
Gas natural	Interna	Turbina	1.92	4.17E-03	5127.02	9.61

Fuente: EPA, AP-42 (1998)

1. Sener (2003)

2. Acosta (2001)

Dos centrales carboeléctricas usan carbón local. La central de Río Escondido (con una capacidad instalada de 1200 MWe) sólo usa carbón local, con un contenido moderado de azufre y un alto contenido de cenizas. Rangel (2002) indica la composición del carbón local y el importado. Miller *et al.* (1996) determinaron que el contenido de azufre en el carbón mexicano oscilaba entre 1.3 y 2.5 por ciento. En los cálculos de la CFE se considera que el contenido de azufre es de 1 por ciento por peso, lo cual es muy bajo. Nosotros usamos un contenido de azufre de 1.3 por ciento para calcular las emisiones de SO₂ de la central de Río Escondido. Otra central que funciona a base de carbón en el norte el país, Carbón II, usa 90 por ciento de carbón local y 10 por ciento de carbón importado. Usamos el valor promedio ponderado de 1.23 por ciento de contenido de azufre para el carbón quemado en esta central. Actualmente, la central de Petacalco funciona a base de combustible dual: combustóleo y carbón. El carbón usado en esta central es importado y tiene alrededor de 0.7 por ciento de azufre por peso. Se ha reportado que combustóleo usado en la central contiene 3.6 por ciento de azufre. La

diferencia en la composición de azufre, en lo que respecta a contenido de azufre, afecta directamente las emisiones de SO₂.

Cuadro 3
Factores de emisión para centrales carboeléctricas en México

Combustible	Tipo de combustión	Configuración de la caldera	CO ₂ ¹ t t ⁻¹	Hg ² kg t ⁻¹	NO _x kg t ⁻¹	SO ₂ ³ kg t ⁻¹
Carbón bituminoso	Externa	Fondo húmedo, pared	1.465402	8.30E-05	15.50	19*S%
Carbón pulverizado bituminoso	Externa	Fondo seco, pared	1.465402	8.30E-05	11.00	19*S%
Carbón pulverizado bituminoso	Externa	Fondo húmedo, tangencial	1.465402	8.30E-05	7.00	19*S%
Carbón pulverizado bituminoso	Externa	Fondo seco, tangencial	1.465402	8.30E-05	7.50	19*S%

Fuente: EPA, AP-42 (1998)

1. Sener (2003)

2. Acosta (2001)

3. S% es el porcentaje de azufre en el combustible por peso

Todas las unidades de la central de Río Escondido son de calentamiento de pared y, en consecuencia, tienen un factor de emisión de NO_x más alto. El tipo de fondo, seco o húmedo, también afecta las emisiones de NO_x. Debido a la falta de cualquier información concreta sobre esta característica, suponemos que todas las centrales son de fondo seco. En particular en el caso de las calderas de calentamiento de pared, esta distinción puede arrojar diferencias en la emisión de NO_x. La estación térmica Carbón II tiene dos unidades de calentamiento tangencial y dos de calentamiento de pared. En la central a base de combustible dual de Petacalco, todas las unidades son de calentamiento tangencial, lo que da como resultado factores de emisión más bajos para NO_x.

Para el NO_x, usamos los factores de emisión establecidos en la compilación AP-42 de la EPA y para las emisiones de mercurio, información de Acosta (2001). En cuanto a las emisiones de CO₂, aplicamos los factores de emisión usados por la CFE y proporcionados por la Sener (2003).

Distribución geográfica de emisiones procedentes de centrales generadoras termoeléctricas

En los cuadros 4 y 5 se presenta una lista de emisiones de los cuatro contaminantes considerados en este estudio en todos los estados y la capacidad instalada en cada uno.

Del total de 32 estados, nueve no contaban con ninguna capacidad de generación instalada a base de combustibles fósiles o bien, presentaban emisiones insignificantes de los cuatro contaminantes considerados en este trabajo. Estos estados son Aguascalientes, Chiapas, Michoacán, Morelos, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala y Zacatecas. En la mayoría de los contaminantes, Veracruz es el estado más contaminado, con emisiones de 261 kt de SO₂ y 20.67 kt de NO_x al año. La central de Tuxpan (6x350 MWe), que usa combustóleo con un alto contenido de azufre, es la principal responsable del perfil de emisiones del estado. Coahuila tiene el nivel más alto de emisiones de NO_x de todos los estados (99 kt). Este mismo estado cuenta con la mayor capacidad instalada de generación de electricidad térmica a base de combustibles fósiles (2688 MWe) y emite las mayores cantidades de bióxido de carbono y mercurio.

Cuadro 4

**Capacidad de generación instalada a base de combustibles fósiles y emisiones
calculadas de CO₂, Hg, NO_x, y SO₂, por estado (2001)**

No. de edo.	Estado	Capacidad instalada (MWe)	CO ₂ (kt)	Hg (t)	NO _x (kt)	SO ₂ (kt)
1	Baja California	1443	3015.94	0.01	7.35	18.43
2	Baja California Sur	355	1074.92	0.01	5.34	11.47
3	Campeche	164	938.23	0.00	1.18	20.91
4	Chihuahua	1829	5292.96	0.02	12.32	59.71
5	Coahuila	2688	14625.71	0.81	99.39	237.16
6	Colima	1900	9455.83	0.04	11.96	206.04
7	Distrito Federal	148	117.57	0.00	0.33	0.00
8	Durango	615	2442.56	0.01	4.10	42.56
9	Guanajuato	866	4085.27	0.02	5.85	84.48
10	Guerrero	2143	9350.72	0.16	21.08	176.17
11	Hidalgo	1993	9413.50	0.04	16.07	163.17
12	Jalisco	24	1.88	0.00	0.01	0.01
13	México	1449	3416.60	0.01	5.52	0.02
14	Nayarit	1	0.00	0.00	0.00	0.00
15	Nuevo León	1733	5778.91	0.02	13.31	30.43
16	Querétaro	469	1177.72	0.00	3.33	0.02
17	Quintana Roo	257	67.28	0.00	0.38	0.24
18	San Luis Potosí	700	3812.77	0.02	4.88	80.25
19	Sinaloa	1006	4317.66	0.02	7.30	101.86
20	Sonora	1389	5345.95	0.02	8.44	118.49
21	Tamaulipas	1344	6367.91	0.03	11.85	116.12
22	Veracruz	2569	12391.31	0.05	20.67	261.04
23	Yucatán	564	2009.37	0.01	3.76	28.36
	Total	25650	104501	1.2951	264.43	1756.94

Nota: Del total de 32 entidades federativas, nueve no están incluidas debido a su nula contribución a las emisiones. La lista de estos estados se da por separado en el texto.
Fuente: Sener (2003); CFE (2002) y cálculos de los autores.

Cuadro 5

**Capacidad de generación instalada a base de combustibles fósiles y emisiones
calculadas de CO₂, Hg, NO_x, y SO₂, por estado (2002)**

No. de edo.	Estado	Capacidad instalada (MWe)	CO ₂ (kt)	Hg (t)	NO _x (kt)	SO ₂ (kt)
1	Baja California	1443	2402.74	0.01	5.97	7.12
2	Baja California Sur	355	1028.15	0.00	4.49	12.55
3	Campeche	164	796.03	0.00	1.01	17.74
4	Chihuahua	1960	5318.74	0.02	12.85	51.71
5	Coahuila	2688	12848.75	0.71	86.35	206.97
6	Colima	1900	8384.66	0.04	10.70	182.45
7	Distrito Federal	148	99.47	0.00	0.28	0.00
8	Durango	615	2276.00	0.01	4.02	36.19
9	Guanajuato	866	3762.23	0.02	5.39	83.02
10	Guerrero	2143	8302.23	0.31	31.24	113.41
11	Hidalgo	1993	8719.34	0.04	15.04	158.33
12	Jalisco	24	28.39	0.00	0.11	0.04
13	México	1449	2746.66	0.01	4.51	0.01
14	Nayarit	1	0.00	0.00	0.00	0.00
15	Nuevo León	1594	3977.50	0.01	8.70	26.86
16	Querétaro	469	1433.03	0.00	4.18	0.18
17	Quintana Roo	257	129.82	0.00	0.73	0.47
18	San Luis Potosí	700	2175.63	0.01	2.88	45.73
19	Sinaloa	1006	4115.41	0.02	6.93	97.35
20	Sonora	1389	4984.18	0.02	8.39	108.48
21	Tamaulipas	1344	6201.20	0.02	12.03	110.89
22	Veracruz	2669	12524.98	0.05	20.73	266.20
23	Yucatán	564	2226.80	0.01	4.22	31.87
	Total	25741	94481.95	1.31	250.76	1557.58

Nota: Del total de 32 entidades federativas, nueve no están incluidas debido a su nula contribución a las emisiones. La lista de estos estados se da por separado en el texto.

Fuente: Sener (2003); CFE (2003) y cálculos de los autores.

Fuentes de error e incertidumbre

El uso de factores de emisión no es necesariamente la mejor manera de calcular emisiones; sin embargo, dada la falta de mediciones continuas de emisiones o de mediciones frecuentes en las chimeneas, es la única opción viable. Incluso considerando que los factores de emisión arrojan cálculos de buena calidad, hay varias otras simplificaciones y suposiciones que afectan la precisión de los cálculos. A continuación abordamos estos factores y su posible impacto en el cálculo de las emisiones.

Para cualquier central a base de un combustible fósil, el porcentaje exacto de carbono en el combustible afectará directamente las emisiones de CO₂. Esto puede causar un error e incertidumbre, en particular en las centrales carboeléctricas, pues la composición de carbón puede variar significativamente para las distintas fuentes. Incluso para la misma fuente, dos lotes pueden tener un contenido de cenizas y humedad muy diferente, lo que afecta las emisiones reales de CO₂. Aplicamos los factores de emisión de los cálculos de emisiones de la CFE, pero no hemos verificado la fuente primaria de esos factores. No estamos seguros de que los factores para el carbón y otros combustibles se basen en un análisis de la composición del combustible mexicano.

Para el contenido de azufre en el combustible, de acuerdo con un estudio realizado por Miller *et al.* (1996), hay una amplia gama de contenido de azufre en el carbón. Sin embargo, Rangel (2002) indica un menor contenido de azufre que Miller (1996), y la Sener usa 1 por ciento de contenido de azufre para los cálculos de emisiones de carbón local y 0.5 por ciento de contenido de azufre para el carbón importado. Creemos que estos cálculos se ubican en la franja inferior. Además, la central Carbón I sólo usa carbón de minas locales, mientras que la Carbón II usa una mezcla de carbón local e importado. Una variación de esta mezcla podría dar como resultado una diferencia de 10 a 15 por ciento en emisiones de azufre. La fuente de carbón importado tampoco está fijada y las distintas fuentes consideradas tienen diferentes contenidos de azufre. Originalmente, la central de Petacalco inició sus operaciones con combustóleo, pero se están convirtiendo a uso exclusivo de carbón. Como todas las unidades se convirtieron de combustóleo con alto contenido de azufre a carbón importado con bajo contenido de azufre, las emisiones de SO₂ procedentes de esta central deben disminuir más.

Las emisiones de NO_x para calderas de tipo tangencial son menores que para calderas normales o de pared. En algunas centrales, todas las unidades son de tipo tangencial o de pared; sin embargo, en ciertos casos algunas unidades se calientan tangencialmente, mientras que otras son normales o de calentamiento de pared. Por otro lado, no tenemos información sobre consumo de combustible o generación en las unidades; por lo tanto, hemos usado factores de emisión de NO_x ponderados por capacidad instalada para esas centrales, lo que puede contribuir a la incertidumbre en el cálculo de las emisiones de NO_x .

Las emisiones de mercurio no se indican en la Cédula de Operación, ni las calculan la Sener o la CFE. De modo que es difícil encontrar factores de emisión adecuados. En este documento, usamos factores de emisión derivados del estudio auspiciado por la CCA sobre el desarrollo del inventario de emisiones de mercurio en México (Acosta 2001). Los controles de final de proceso, en particular en las centrales carboeléctricas, pueden afectar las emisiones de mercurio, pero dada la falta de información completa hemos supuesto que no hay controles, lo cual es contrario a la situación real y, por ende, lleva a sobrestimar las emisiones de mercurio.

Conclusión

Nuestro estudio muestra que no hay una diferencia significativa en la capacidad de generación de todas las centrales en México. Para los contaminantes que nos ocupan, de 2001 a 2002, parece que hay una tendencia a la reducción de emisiones. En particular, es significativa la reducción de CO_2 , lo que probablemente es el resultado de un factor más alto de carga de la central para las centrales más limpias y un menor uso de unidades pico. Las emisiones de mercurio aumentaron ligeramente en 2002, en comparación con 2001, como resultado del cambio de combustóleo a carbón como combustible en la central de Petacalco. Las emisiones de NO_x y SO_2 también disminuyeron en 2002.

La generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles desempeñará un importante papel en el sector eléctrico mexicano en el futuro inmediato. El inventario de emisiones presentado en este documento es el más completo y actualizado para los

contaminantes considerados, a saber, CO₂, mercurio, SO₂ y NO_x. Este inventario de emisiones debe constituir una herramienta muy importante para el diseño de programas destinados a reducir la contaminación atmosférica ocasionada por centrales termoeléctricas en México.

También reconocemos que el inventario de emisiones se puede mejorar incorporando información más completa sobre la composición de los combustibles, en particular del carbón, y obteniendo datos del equipo instalado de medición continua de emisiones.

Agradecimientos

Quisiéramos agradecer a Paul Miller de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte por iniciar y apoyar este proyecto. Nos sentimos muy agradecidos con Juan Mata Sandoval (Sener) y su equipo por su ayuda para obtener la información necesaria para mejorar los cálculos que había acerca de la generación de electricidad. Gracias también a Sergio Sánchez y su equipo, Hugo Landa, Jesús Contreras y Roberto Martínez de la Semarnat, por su asistencia para la recopilación, verificación y evaluación de los datos obtenidos de fuentes secundarias. María Elena, de la Semarnat, también nos ayudó a llenar vacíos de información. Danae Díaz y Agustín Sánchez demostraron ser unos grandes anfitriones y nos dieron el apoyo necesario durante la visita de Samudra en la Semarnat. Agradecemos los provechosos intercambios con Stephen Connors, que resultaron valiosos para resolver algunos de los aspectos complicados del cálculo de emisiones.

Bibliografía

Acosta y Asociados. 2001. *Preliminary atmospheric emissions inventory of mercury in Mexico* (3.2.1.04), Sonora, México: Comisión para la Cooperación Ambiental. Mayo.

Molina, L.T. y M.J. Molina, comps. 2002. *Air quality in Mexico megacity: An integrated assessment*. Boston, MA: Kluwer Academic Publishers.

Beer, J.M. 1996. Low NO_x burners for boilers, furnaces and gas turbines: Drive towards the lower bound of NO_x emissions. *Combust. Sci. and Tech.* 121: 169–191.

Beer, J.M. 2000. Combustion technology development in power generation in response to environmental challenges. *Progress in Energy and Combustion Science* 26: 301–327.

CFE. 2001. *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico generación 2001*. México, D.F.: Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación.

CFE. (Base de datos). 2003. *Catálogo de centrales—CFE*. México, D.F.: Subdirección de Generación, Comisión Federal de Electricidad. Enero.

CFE. 2002. *Informe de operación 2001*. Comisión Federal de Electricidad. México, D.F.

CFE. 2003. *Informe de operación 2002*. Comisión Federal de Electricidad. México, D.F.

CRE. 2001. *Resolución por la que se otorga permiso de transporte de gas natural para usos propios a la Comisión Federal de Electricidad, Proyecto Central Termoeléctrica Valle de México*. Comisión Reguladora de Energía. En <<http://www.cre.gob.mx/registro/resoluciones/2001/Res231-01.pdf>>.

EIA. 2004. *Energy information administration—country analysis brief: Mexico*. En <<http://www.eia.doe.gov>>; consulta más reciente el 28 de febrero de 2004.

EIIP. 2001. *Emission Inventory Improvement Program - Introduction to stationary point source emissions inventory development*. Morrisville, Carolina del Norte: Eastern Research Group, Inc. for the US Environmental Protection Agency (Informe).

EPA. 1998. *Compilation of air pollutant emission factors, volume 1: Stationary point and area sources*, fifth edition, AP-42. US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards. Research Triangle Park, Carolina del Norte.

EPA. 2002. *Documentation for the EPA modeling applications (V.2.1) using the Integrated Planning Model* (EPA 430/R-02-004), Washington, DC: US Environmental Protection Agency (Clean Air Markets Division).

Miller, J.D., Parga J.R., Derelich, J. *et al.* 1996. *Coal cleaning opportunities for SO₂ emission reduction in the border region* (AQ PP96I-12), Utah: University of Utah.

Miller, P., Zachary Patterson y Scott Vaughan. 2002. *Estimating future air pollution from new electric power generation*. Montreal (Quebec), Canadá: Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte (documento de trabajo).

Rangel, C. 2002. *Fuel switching in electricity generation: issues and challenges: The Mexican experience*. 4th APEC Coal Trade and Investment Liberalization and Facilitation (TILF) Workshop, 6-8 de marzo, 2002, Kuala Lumpur, Malasia: APEC Energy Working Group (The Expert Group on Clean Fossil Energy).

Semarnat. 2003a. *El medio ambiente en México 2002: En resumen*. Tlalpan, México D.F.: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Semarnat. 2003b. *Informe de la situación del medio ambiente en México: Compendio de estadísticas ambientales*. Tlalpan, México D.F.: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Semarnat. 2004. *Cédula de Operación 2002*. México, D.F.: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Sener. 2001. *Prospectiva del sector eléctrico 2001–2010*. México, D.F.: Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía.

Sener. 2003. *Programa energía y medio ambiente hacia el desarrollo sustentable Sener–Semarnat 2002*. Secretaría de Energía, México, D.F.

Apéndice

Los cálculos de emisiones de CO₂ en el informe de la CCA, con base en factores de emisión aplicados por la CFE, parecen ser bajos para las centrales carboeléctricas en México. Específicamente, la central de Petacalco, en la que se usa carbón importado, por tener un alto porcentaje de carbono fijo, debe tener emisiones más altas. En este apéndice, calculamos los factores de emisión para las emisiones de CO₂ de centrales carboeléctricas en México usando valores de carbono fijo porcentuales y materia volátil (MV) en la composición de carbón indicada por Rangel (2002) y en contraste con los cálculos de emisiones de CO₂ que arrojan los factores de emisión de la CFE.

De acuerdo con Rangel, el carbón local (mexicano) contiene alrededor de 31% de carbono fijo (CF), mientras que el carbón importado (usado en la central de Petacalco) tiene como mínimo 45% y como máximo 57% de carbono fijo.

Usamos la siguiente fórmula para derivar el porcentaje de carbono total aproximado en el carbón: $C \text{ total (\% por peso) } = CF \text{ (\% por peso) } + 0.5 MV \text{ (\% por peso)}$. Desde luego, ésta no es una manera de sustituir el análisis de muestras de carbón; sin embargo, a falta de datos más precisos, constituye un buen acercamiento compatible con los valores de los análisis aproximados y finales de Miller *et al.* (1996). El carbón usado en la central Carbón II es 90% local y 10% importado.

Nuestros cálculos muestran que los factores de emisión que usa la CFE subestiman considerablemente las emisiones de CO₂ de Petacalco. Los factores de emisión revisados predicen 40% más emisiones de CO₂, mientras que para las plantas de Río Escondido y Carbón II, nuestras mediciones revisadas de emisiones de CO₂ son, respectivamente, 10% y 6% mayores que las emisiones calculadas de acuerdo con los factores de emisión de la CFE.

Tabla A1

Características de las centrales carboeléctricas en México (2002)

Nombre de la central	Capacidad instalada (MW)	Generación (GWh)	Combustible utilizado		
			Combustóleo (km ³)	Carbón (kt)	Diesel (km ³)
PETACALCO	2100	13879.47	957.53	3631.24	6.65
RÍO ESCONDIDO	1200	7515.56	0	4201.94	45.15
C.T. CARBÓN II	1400	8636.35	0	4345.71	36.56

Fuente: CFE 2003

Tabla A2

Tipo de carbón y factores de emisión de CO₂ para plantas carboeléctricas en México

Nombre de la central	Tipo de carbón	C fijo (% peso) ¹	MV (%)	C (%)	Factor de emisión (tt ⁻¹)	
					CFE ²	CCA ³
PETACALCO	Importado	51	31.5	66.75	1.465	2.448
RÍO ESCONDIDO	Local	30	25.2	42.6	1.465	1.562
C.T. CARBÓN II	Importado y local	31.2	25.8	44.1	1.465	1.617

Notas: 1. Para el carbón importado, se especifica que el CF mín. es de 45% y el máx. de 57%. Usamos un valor promedio de 51%

2. Calculamos el C(%) total como la suma de CF y la mitad de MV, lo que coincide con los análisis aproximados y finales de Miller *et al.* (1996).

Fuentes: ¹ Rangel 2002

² CFE 2003

³ Cálculo de los autores

CCA = Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte

Tabla A3

Emisiones totales y por unidad de CO₂ producidas por las centrales carboeléctricas en México (2002)

Nombre de la central	Generación total (GWh)	Emisiones de CO ₂ (kt)		kg/MWh	
		CFE	CCA	CFE	CCA
PETACALCO	13879.47	8245.7	11813	594	851
RÍO ESCONDIDO	7515.56	6276.1	6684	835	889
C.T. CARBÓN II	8636.35	6463.9	7124	748	825

Fuente: Cálculo de los autores a partir de los factores de emisión de la Tabla A2.