



Retos y oportunidades ambientales en el dinámico mercado de electricidad de América del Norte

1

Informe del Secretariado al Consejo de conformidad con el Artículo 13 del Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte

Documento de trabajo

Retos y oportunidades ambientales en el dinámico mercado de electricidad de América del Norte

Autores: Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller y Greg Block
Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental

Revisores: Joseph M. Dukert, Asesor independiente en materia de energía
Nancy Kete, World Resources Institute
Michael Margolick, Asesor en jefe, Global Change Strategies International, Inc.
Eduardo Arriola Valdés, Asesor independiente en materia de energía
Rick van Schoik, San Diego, State University Foundation
Henry Lee, JFK School of Government, Harvard University
Steve Charnovitz, Abogado
Philip Raphals, Helios Centre

Fecha: Junio de 2002

Este documento de trabajo fue preparado por el Secretariado de la CCA en apoyo a la iniciativa “Electricidad y Medio Ambiente” emprendida en términos del Artículo 13 del Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte. Estos materiales de antecedentes buscan estimular la discusión y motivar comentarios de la ciudadanía, lo mismo que del Comité Consultivo sobre Electricidad y Medio Ambiente, además de ofrecer información para el simposio del 29 y 30 de noviembre de 2001 “Retos y oportunidades ambientales en el dinámico mercado de electricidad de América del Norte”. Las opiniones, puntos de vista y otra información contenida en el documento no necesariamente reflejan las opiniones de la CCA, Canadá, Estados Unidos o México.

Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte
393, rue Saint-Jacques Ouest, Bureau 200
Montreal (Quebec) Canadá H2Y 1N9
Tel: (514) 350-4300; Fax: (514) 350-4314
Correo-e: info@ccemtl.org
<<http://www.ccc.org>>

© Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte, 2002

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
El entorno ambiental del sector eléctrico.....	4
Evaluación de los efectos futuros del crecimiento y la integración del mercado	6
Cálculos de los efectos de escala de la nueva generación en proyecto.....	7
El medio ambiente en el dinámico mercado de energía en América del Norte: la promesa política	11
PRIMERA SECCIÓN: EL SECTOR ELÉCTRICO DE AMÉRICA DEL NORTE	13
SEGUNDA SECCIÓN: EL ENTORNO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	15
Contaminación atmosférica	16
Emisiones tóxicas de la generación de electricidad.....	18
CUADRO 3 – LAS 15 CENTRALES ELÉCTRICAS DE AMÉRICA DEL NORTE CON LAS MAYORES EMISIONES TOTALES, 1998.....	19
Efectos de las hidroeléctricas	20
Energía nuclear	23
TERCERA SECCIÓN: REFLEXIONES SOBRE NUESTRO FUTURO ENERGÉTICO.....	24
Nueva capacidad de generación en proceso de planeación.....	28
CUARTA SECCIÓN: POSIBLES IMPLICACIONES AMBIENTALES DEL INCREMENTO DE CAPACIDAD PLANEADA DE GENERACIÓN HASTA EL AÑO 2007	30
Contaminación del aire.....	30
Emisiones tóxicas	32
Hidroelectricidad	32
Factores que pueden afectar los resultados ambientales.....	33
QUINTA SECCIÓN: SUBSIDIOS Y LA INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS AMBIENTALES	35
Mercados y fijación de precios.....	35
Cálculo de los niveles de subsidio.....	38
Efectos ambientales del retiro de subsidio.....	39
Efectos similares a los subsidios que tienen las exenciones a los reglamentos y la diferencia entre reglamentaciones	42
SEXTA SECCIÓN: EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RECURSOS RENOVABLES.....	43
Programas de incentivos.....	43
Etiquetado.....	45
Eficiencia energética: oportunidades del lado de la oferta	46
Energía renovable.....	47
Opciones verdes en mercados abiertos	49
Definición de energía renovable.....	50
SÉPTIMA SECCIÓN: EVALUACIONES DE IMPACTO AMBIENTAL Y PLANEACIÓN DE RECURSOS INTEGRADA	51
Los impactos transfronterizos y de gran alcance y su evaluación	52
Efectos acumulados	53
Evaluación del impacto ambiental transfronterizo (EIAT).....	53
Acceso a la información	54

OCTAVA SECCIÓN: COMERCIO INTERNACIONAL Y ASPECTOS DE POLÍTICA COMERCIAL	55
Comercio de electricidad entre Canadá y Estados Unidos	56
Comercio de electricidad entre EU y México.....	57
Autorizaciones de exportación de la Comisión Nacional de Energía de Canadá (<i>National Energy Board</i>)	
.....	58
Autorizaciones de exportación otorgadas por la CRE.....	59
Factores que afectan la evolución del comercio	60
Políticas de transmisión.....	62
Integración de políticas e integración de mercado.....	63
El papel del TLCAN en el comercio de electricidad en América del Norte.....	64
CONCLUSIÓN: CALIDAD AMBIENTAL E IMPLICACIONES DE LAS POLÍTICAS	
AMBIENTALES	70
ANEXO I - IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE EQUIPO PARA LA GENERACIÓN DE	
ELECTRICIDAD EN AMÉRICA DEL NORTE.....	74
ANEXO II - SUBPARTIDAS DEL SA UTILIZADAS PARA CALCULAR LAS IMPORTACIONES Y	
EXPORTACIONES DE EQUIPO A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE CANADÁ Y EU, NO LA	
ELECTRICIDAD EN SÍ.....	75
VOCABULARIO.....	77

**RETOS Y OPORTUNIDADES AMBIENTALES
EN EL DINÁMICO MERCADO DE ELECTRICIDAD
DE AMÉRICA DEL NORTE**

Documento de trabajo¹

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este documento, preparado por el Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA), es identificar algunos de los principales aspectos del dinámico sector eléctrico y el medio ambiente. Dada la amplitud y la complejidad de esos asuntos, en esta nota se destacan algunas de las principales cuestiones con ejemplos ilustrativos.

El sector eléctrico de América del Norte está inmerso en un proceso de cambio sin precedente. En Canadá, Estados Unidos y México se ha introducido la competencia en los mercados de electricidad o el asunto está en consideración². El paso a los mercados competitivos sigue generando un intenso debate en torno de los principios, diseño, normas, estructura institucional y consecuencias asociadas con la introducción de mercados abiertos en un sector durante tanto tiempo considerado público, protegido de los mercados. Este entorno dinámico de la política energética representa una oportunidad para que los políticos y planificadores encuentren el mejor camino para potenciar los beneficios tanto económicos cuanto ambientales de un mercado de electricidad de América del Norte más integrado.

Los defensores de la competencia en los mercados de electricidad en Canadá y Estados Unidos arguyen que con el tiempo se producirán ganancias en eficiencia en un sector otrora caracterizado por monopolios y oligopolios. Estas mayores eficiencias se derivarán del hecho de que los consumidores tengan más opciones en cuestión de energía y servicios eléctricos que tienen a disposición. Se espera que el aumento de opciones también dará lugar a una baja marginal de los precios de la electricidad, aparte de la baja de precio producida por las ganancias en eficiencia.

Hay que reconocer que, hasta ahora, estos beneficios siguen siendo en gran medida teóricos. En la mayoría de las jurisdicciones que ofrecen a los consumidores la posibilidad de elegir, sólo una mínima parte ha optado por otros proveedores. Aunque es cierto que las compañías en cuestión o sus subsidiarias tienen competidores en estas áreas, todavía predominan ya que, en general, esta competencia es pequeña y poco fuerte.

Asimismo, las reducciones de precios esperadas como consecuencia de una mayor eficiencia se han visto contrarrestadas por los incrementos de precios —enormes, en algunos casos, como en California— debido a la gran volatilidad de los mercados de electricidad al mayoreo. Ahora es evidente que los mecanismos existentes no bastan para evitar que las compañías generadoras ejerzan poder de mercado, es decir, que eleven artificialmente los precios de mercado para beneficio propio. A menos que la situación cambie, es poco probable que se obtengan los

¹ Este documento ha sido elaborado por Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller y Greg Block, del Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental. Se ha preparado únicamente con fines de discusión y no refleja las opiniones de la CCA ni de sus Partes. El Secretariado agradece a Joseph M. Dukert su valiosa labor y asesoría.

² Entre las características comunes de la competencia abierta figura la disgregación de empresas eléctricas verticalmente integradas en componentes bien diferenciados, por lo general compañías privadas de generación de energía eléctrica, empresas de transmisión, agentes intermediarios y comerciantes, y diversos minoristas y proveedores finales.

beneficios de eficiencia esperados, que han constituido el principal fundamento de la reestructuración.

Desde luego, no todas las casi noventa jurisdicciones federales, estatales y provinciales de América del Norte han decretado planes de liberalización del mercado o piensan hacerlo. Sin embargo, es probable que todas las jurisdicciones se vean afectadas por los cambios en el mercado, en parte por el estrecho vínculo entre los cambios regulatorios internos y las modificaciones en el comercio internacional de electricidad.

Se prevé que la reestructuración del mercado y la evolución gradual de las redes de transmisión extendidas e integradas que conectan a diversas regiones de América del Norte amplíen y modifiquen los patrones comerciales en América del Norte. Desde hace tiempo, el comercio de electricidad entre Estados Unidos y Canadá representaba ya la mayor parte del comercio subcontinental total de electricidad. El comercio transfronterizo creció en ambas direcciones durante la pasada década, aunque Canadá se mantiene como exportador neto por amplio margen. En 1998 este último exportó alrededor de 39,500 gigavatios/hora (GWh) a Estados Unidos. En el mismo periodo EU envió 17,280 GWh a Canadá³.

Calculadas como proporción de la generación total canadiense, las exportaciones netas de Canadá a Estados Unidos han permanecido relativamente estables en los años recientes: alrededor de 9% de la electricidad generada. Sin embargo, en general se espera que los cambios estructurales que se están dando en el mercado eléctrico de EU conlleven incrementos considerables en las exportaciones de Canadá. Por ejemplo, el Comité Nacional de Energía de Canadá (*National Energy Board*) recientemente informó que prevé que las *Orders* de la Comisión Federal Reguladora de la Energía (*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*) aumenten el comercio norte-sur entre Canadá y EU⁴. Las grandes plantas hidroeléctricas de Canadá, propiedad de los gobiernos provinciales de Quebec, Manitoba y Columbia Británica, desempeñan un papel muy activo en los mercados de EU y se esfuerzan por encontrar otras formas de aumentar sus exportaciones⁵.

En comparación, el comercio entre México y Estados Unidos ha sido mucho menor que el de este último y Canadá. En 1998 las exportaciones totales de electricidad estadounidenses a México fueron de 1,510 GWh, equivalentes a cerca de 8% de las ventas externas totales de EU (el resto de las exportaciones se dirigió a Canadá). Durante el mismo periodo, las ventas externas de México a Estados Unidos fueron pequeñas: alrededor de 10 GWh, en buena medida concentradas en la región de Baja California. Hay indicios de que este patrón de comercio se modificará con el

³ No hay coincidencia entre las diversas fuentes de información sobre el comercio en general y el de electricidad en particular. Como tales, los datos de comercio empleados en este trabajo provienen de Agencia Internacional de Energía (IEA), *Electricity Information (2001 Edition)*, París. Estas cifras representan sólo una pequeña porción de la producción de EU, pero también representan una participación importante de la producción canadiense.

⁴ El Comité Nacional de Energía, organismo regulador federal, hace poco comentó que las iniciativas de la FERC, como la Organización de Transmisión Regional (*Regional Transmission Organization, RTO*), “podrían generar más comercio norte-sur y una mayor integración de los mercados eléctricos de Canadá y EU. En la medida en que pueda mantenerse la competitividad de Canadá se generarán ingresos elevados por exportación”, resultado, probablemente, de mayores volúmenes de exportación. National Energy Board (2001), *Canadian Electricity: Trends and Issues*, Gobierno de Canadá.

⁵ Sucede lo mismo con la Ontario Power Generation, propiedad del gobierno de Ontario, que posee los activos de generación que anteriormente pertenecían a Ontario Hydro.

tiempo y que México se podría convertir en un exportador neto de electricidad al mercado de Estados Unidos.

La intensidad del cambio en el comercio en el corto y mediano plazos depende de múltiples factores, como las proyecciones de las tasas de crecimiento interno de la demanda y la oferta de electricidad; los cambios en el precio relativo de la electricidad entre las regiones, y el grado en que se profundicen los vínculos de transmisión de electricidad entre regiones y países. A la fecha persisten restricciones significativas en cuanto a la transmisión interregional, aunque no deja de haber aumentos considerables en el comercio de esa naturaleza. La reforma de las políticas de transmisión está muy vinculada con las reformas regulatorias generales que siguen reconfigurando el sector.

Combinadas, la reforma de la competencia y las normas comerciales son catalizadores importantes en la integración de los mercados de electricidad en varias jurisdicciones importantes y el mayor comercio internacional entre otros.

De los dos campos de reformas que están transformando el mercado, los cambios en las políticas de competencia y la correspondiente reestructuración de los mercados ya han ejercido un profundo efecto tanto en EU como entre este país y sus vecinos. En Estados Unidos, la introducción de las *Orders* 888, 889 y 2000 de la *FERC* —que a su vez se basan en un ordenamiento de la Ley sobre Política Energética (*Energy Policy Act*) de 1992— ha sido el impulso principal de la reestructuración en el país. El corpus de publicaciones sobre normas, objetivos y posibles efectos en los mercados estadounidenses de electricidad es abundante.

Dados el tamaño, proximidad e importancia del mercado estadounidense para las centrales canadienses, no es de sorprender que los cambios en EU sigan teniendo importantes implicaciones estructurales y normativas en Canadá. En 1996 se reestructuró el mercado eléctrico de Alberta y para esta primavera se pretende lanzar un mercado competitivo en Ontario. Además, varias centrales canadienses reestructuraron sus operaciones para cumplir con las *Orders* 888 y 889 de la *FERC*, y asegurar así el acceso al mercado estadounidense. Estas centrales siguen de cerca la entrada en vigor de la implementación de la *Order 2000*, que sugiere que para conservar el acceso al mercado será necesario ser miembro de Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO, por sus siglas en inglés).

A este respecto, no queda duda de que las iniciativas de la *FERC*, empezando con la *Order 888*, habrán afectado enormemente los mercados canadienses de electricidad.

La entidad oficial normativa de México —la Comisión Reguladora de Energía (CRE)— no ha aceptado explícitamente las *Orders* 888, 889 y 2000 de la *FERC*. Es más, en un momento dado la CRE manifestó su preocupación por las posibles implicaciones extraterritoriales de los cambios de esas normas y sus efectos en el sector eléctrico mexicano. Sin embargo, en general la CRE ha visto con buenos ojos lo que ha denominado (al aprobar en 2000 su primer permiso de exportación a una central extranjera) “un paso más hacia la integración del mercado energético de América del Norte”⁶.

El segundo catalizador de la creación de un mercado de energía en América del Norte es el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Aunque es poco probable que éste

⁶ Info CRE, marzo-abril de 2000, Amx 3, núm. 2 4/4

haya tenido un efecto mensurable en el aumento del comercio de electricidad⁷, es muy probable que haya un papel central en el arbitraje de controversias comerciales sobre electricidad entre los tres países. Más aún, el TLCAN ofrece estabilidad y certidumbre de largo plazo a las inversiones fomentando así las cuantiosas inversiones de capital que requiere el sector.

El entorno ambiental del sector eléctrico

Que la electricidad sea asequible y su suministro sea confiable son condiciones para la estabilidad económica de la que depende la prosperidad. Una política energética sostenible de largo plazo sigue siendo crucial para nuestro bienestar económico. Al mismo tiempo, no hay un asunto de mayor importancia ambiental para los habitantes de América del Norte que la evolución de un mercado de electricidad de la región.

A pesar de los beneficios obvios del abastecimiento de electricidad, su generación constituye un sector que hace un uso intensivo de recursos naturales y tiene gran repercusión ambiental. En el Cuadro 2 se presenta un panorama general de las emisiones anuales, de mediados a finales de los noventa, de contaminantes atmosféricos de criterio —NO_x, SO₂, CO₂ y mercurio— en el sector eléctrico. Se exponen las emisiones totales, per cápita, por km² y por unidad de energía. Según parece, ésta es la primera vez que se compila un inventario comparativo de contaminantes atmosféricos, aunque representa sólo el “retrato” más aproximado que la CCA pudo trazar a partir de fuentes y periodos dispares. En la tercera sección y en el documento de antecedentes I se presenta un desglose de datos, métodos y supuestos⁸.

Las consecuencias de la contaminación atmosférica y los efectos ambientales del sector son considerables y están bien documentadas. Se trata de los efectos de la lluvia ácida en lagos, ríos, bosques, edificios y salud humana. La generación de electricidad es una fuente importante de dióxido de carbono, el principal gas de invernadero. También es una fuente significativa de ozono de bajo nivel y de partículas finas.

El ozono y las partículas finas son ejemplos clásicos de las implicaciones internacionales ambientales y de política que trae consigo la elección de combustible de parte del sector de generación eléctrica en América del Norte. Los precursores de estos contaminantes se emiten en las chimeneas altas de las centrales a base de combustible fósil. Estos precursores, en particular los NO_x, producen en la atmósfera esmog y bruma que cruzan libremente las fronteras políticas de América del Norte, causando problemas de calidad del aire que rebasan el control jurisdiccional de la región afectada. La escala del transporte puede ser relativamente local y también de grandes distancias. El ozono y las partículas abandonan Mexicali, Baja California, y llegan justo al otro lado de la frontera, en el Imperial Valley de California. California puede devolver el favor con envíos de contaminación de Los Ángeles y San Diego a Tijuana⁹. El transporte de distancias más grandes puede llegar a cientos de kilómetros, como en el caso del ozono y las partículas finas generadas por las centrales eléctricas del medio oeste y el noreste de Estados Unidos que viajan en “ríos” de contaminantes atmosféricos hasta el este de Canadá. Los

⁷ Ello no significa que la liberalización comercial no haya afectado de manera significativa el comercio de electricidad; significa sólo que el comercio de electricidad entre EU y Canadá se elevó enormemente con el Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos. Véase la octava sección.

⁸ Miller, Paul, Zachary Patterson y Scott Vaughan. 2002. *Documento de antecedentes I para el Informe al Secretariado sobre el Artículo 13: Estimación de la contaminación atmosférica futura de las nuevas plantas de generación eléctrica*. Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal (impreso en este volumen).

⁹ CCA. 1997. *Rutas continentales de los contaminantes* (Montreal, Canadá).

contaminantes incluso pueden viajar miles de kilómetros, como en el caso de los incendios forestales en el sur de México que, como se ha observado en las imágenes de satélite, han llegado hasta el valle del Mississippi y el litoral oriental de Estados Unidos. No hace falta mucha imaginación para inferir que si el esmog y la bruma de la quema de árboles vivos pueden viajar tales distancias, lo mismo puede ocurrir con el esmog y la bruma ocasionados por la quema de árboles prehistóricos (es decir, de carbón).

La existencia del transporte de contaminación atmosférica a través de las fronteras nacionales da lugar a preocupaciones en cuanto a las diferencias de normatividad ambiental que podrían determinar que se establecieran nuevas fuentes de contaminación en determinada ruta de contaminantes. Por ejemplo, se están promoviendo proyectos de nuevas centrales de energía en el norte de Baja California. La Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos determinó recientemente que la mayoría de las partículas que originan infracciones a las normas de salud en el Imperial Valley de California provenían del otro lado de la frontera en Baja California, México¹⁰. El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) ha señalado que México es un lugar atractivo para los promotores de centrales eléctricas destinadas a suministrar electricidad a California porque su normatividad es menos estricta¹¹. Si miramos hacia el norte, se propone levantar un número por demás concentrado de plantas de energía a base de carbón en Alberta que sobrepasa las actividades de desarrollo en otras partes de América del Norte. Al mismo tiempo, los opositores argumentan que esas plantas no estarán sujetas al mismo nivel de control de contaminación para las partículas totales, SO₂ y NO_x que existe en otras regiones de América del Norte¹².

Visto globalmente, del sector eléctrico de Estados Unidos proviene alrededor de 25% de todas las emisiones de NO_x, cerca de 35% de las de CO₂; una cuarta parte de las de mercurio, y casi 70% de las de SO₂. La mayoría de las emisiones de contaminantes atmosféricos se origina en las centrales eléctricas de carbón y petróleo. Los costos más inmediatos y profundos de la generación de electricidad se vinculan, según parece, con los efectos en la salud humana. Pese a las mejoras en la reducción de las emisiones tanto de NO_x como de SO₂, 23% de todos los habitantes de Estados Unidos —62 millones de personas— vive en zonas que no cumplen con las normas federales de calidad ambiental del aire¹³. Se ha estimado que las diminutas partículas transportadas por el aire —que en una proporción considerable se originan en la quema de combustibles fósiles— conducen a la muerte prematura de 60,000 ciudadanos estadounidenses al año. En Canadá el número de personas que mueren cada año a causa de las emisiones de contaminación atmosférica se calcula en 16,000. Cada día en Canadá y Estados Unidos más de 200 personas mueren prematuramente por la contaminación atmosférica. Además de los contaminantes más comunes, el sector eléctrico es la fuente más grande de emisiones de sustancias tóxicas en Canadá y Estados Unidos¹⁴. Asimismo, la construcción de centrales hidroeléctricas de gran escala se considera factor de riesgo para peces y otras especies de aguas dulces en algunas regiones de América del Norte. La inundación de áreas para grandes embalses

¹⁰ Federal Register, vol. 66, núm. 203, pp. 53,106-53,112 (19 de octubre de 2001).

¹¹ Departamento de Energía de EU (DOE), “An Energy Overview of Mexico”, <<http://www.fe.doe.gov/international/mexiover.html>> (actualización al 5 de septiembre de 2001). Se señala que “las regulaciones ambientales menos estrictas de México han constituido un incentivo para que las empresas ubiquen sus plantas de electricidad en ese país a fin de producir electricidad para exportarla a California”.

¹² Pembina Institute Backgrounder, *New Alberta standards for emissions from coal-fired power plant less stringent than other jurisdictions*, <<http://pembina.piad.ab.ca/news/press/2001/2001-06-18bg.php>> (18 de junio de 2001) (consultado el 12 de octubre de 2001).

¹³ EPA. 1999. *National Air Quality: 1999 Status and Trends*.

¹⁴ CCA. 2001. *En Balance 1998*. *En Balance* no contiene datos de emisiones tóxicas de México.

también se le ha considerado factor de pérdida de hábitats en las áreas inundadas. La energía hidroeléctrica moviliza además el mercurio depositado por otras emisiones atmosféricas, lo que provoca que se concentre en la cadena alimentaria en forma de metilmercurio.

En México las cifras no son más prometedoras. En 2000, el número de días que rebasaron la norma en la ciudad de México fue de 337, 211 en Guadalajara y 111 en Mexicali, que acaba de recibir aprobación para exportar electricidad a Estados Unidos.¹⁵

Evaluación de los efectos futuros del crecimiento y la integración del mercado

Dado el actual perfil ambiental del sector eléctrico, una cuestión fundamental es saber si con más comercio y más integración del mercado tendremos mejores, peores o iguales efectos ambientales.

Las evaluaciones ambientales de los cambios de política vinculados a la liberalización del mercado —como las *Orders* 888, 889 y 2000 de la *FERC*, o el TLCAN— implican problemas metodológicos diferentes a los de emprender evaluaciones de impacto ambiental (EIA) por proyecto. Ciertamente, las lecciones de las EIA son invaluable a la hora de estimar los efectos ambientales ascendentes, descendentes, acumulativos y demás, así como el papel fundamental de la transparencia y la participación ciudadana en el trabajo de evaluación ambiental.

En el decenio pasado se lograron avances en la evaluación de los impactos ambientales de la liberalización comercial. Uno de ellos es la creación de metodologías mejoradas que se basan en trabajos realizados por la OCDE, la CCA y otras organizaciones que permiten desglosar las repercusiones ambientales de la liberalización del comercio de la siguiente manera¹⁶:

- *Efectos de escala.* El grado en que el libre comercio aumenta la actividad económica general, así como el crecimiento económico por sectores.
- *Efectos de composición.* El grado en que el libre comercio induce cambios en la estructura de la economía, por lo general hacia un aumento en el sector servicios como porcentaje del PIB.
- *Efectos tecnológicos.* El grado en que el libre comercio y el mayor acceso a los mercados acelera la innovación tecnológica y el movimiento de capital¹⁷.
- *Efectos en el producto.* El grado en que el libre comercio afecta los cambios en el patrón de demanda de productos.
- *Efectos regulatorios.* El grado en que el libre comercio induce cambios en las reglamentaciones y las políticas entre los socios comerciales.

Aparte de estos cinco efectos del libre comercio, íntimamente vinculados, debe mencionarse uno más: el “efecto de reubicación”, o sea, el grado en el que el libre comercio hace que la actividad

¹⁵ INEGI/Semarnap 2000. *Indicadores de Desarrollo Sostenible en México*. INEGI/Semarnap, Aguascalientes.

¹⁶ OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos). 2000. *Assessing the Environmental Effects of Trade Liberalization Agreements: Methodologies*. OECD, París. CCA. 1999. *Marco analítico final para evaluar los efectos ambientales del TLCAN*. CCA, Montreal.

¹⁷ Cabe señalar que hay quienes dicen que la teoría económica predice que la competencia reduce el movimiento de activos porque el costo del préstamo de dinero aumentará cuando el riesgo se transfiera de contribuyentes a accionistas. Un costo elevado del préstamo de dinero ocasionará la postergación de las inversiones grandes y la ampliación de la operación de plantas que puedan cubrir sus costos variables. Sin embargo, es escasa la evidencia empírica que sustente este punto de vista.

económica (con sus respectivos aspectos ambientales y sociales externos) se transfiera de una región a otra o de un país a otro.

En términos generales, los efectos de composición, tecnología, producto y regulación tienen la capacidad de reducir o parcialmente neutralizar el efecto ambiental de los efectos de escala. Muestra de este efecto de neutralización es la continua “disociación” o desvinculación entre el uso total de energía y los efectos ambientales. Desde la entrada en vigor en 1994 del TLCAN, el uso energético por unidad de PIB en Canadá y Estados Unidos ha disminuido 9 y 10%, respectivamente. Durante el mismo periodo, la razón energía/PIB de México ha aumentado marginalmente en 1% (ver Cuadro 1).

Cálculos de los efectos de escala de la nueva generación en proyecto

Con el objeto de evaluar los probables efectos ambientales del crecimiento del comercio, este documento de discusión abre con el estudio de la escala actual y composición de combustible del sector eléctrico en Canadá, Estados Unidos y México. Luego examina el posible incremento general de la generación de electricidad en el corto y el mediano plazos. Estos dos conjuntos de datos: capacidad instalada actual y capacidad futura permiten vislumbrar los efectos potenciales de escala del sector eléctrico, en vista de los planes industriales vigentes.

Hay numerosas predicciones que llegan a calcular el crecimiento de la oferta y la demanda del sector eléctrico hasta 2025. Los resultados de estas proyecciones realizadas por dependencias oficiales de Canadá, Estados Unidos y México se resumen en la tercera sección.

Para complementar estas predicciones, la CCA recurrió a la base de datos NEWGen, de la empresa de consultoría RDI/Platts¹⁸. Esa base de datos contiene los cambios de capacidad anunciados en Canadá y Estados Unidos (tomando en cuenta nuevas incorporaciones así como bajas por cierre de centrales). Esta información se completa con datos de las autoridades federales en México, en concreto la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la CRE. (De aquí en adelante llamaremos base de datos NEWGen al conjunto de datos combinados.)

La base de datos NEWGen incluye todas las posibles plantas comerciales, proyectos de energía independientes con contratos de producción, adiciones de capacidad instalada, retorno de capacidad fuera de línea y reclasificación de las plantas existentes. Con base en ésta y demás información, la base de datos muestra que, a agosto de 2001, entre proyectos de las centrales mismas, de inversionistas y promotores, se habían anunciado planes para construir más de **1,900** nuevas unidades de generación energética en América del Norte, hasta 2007¹⁹.

En segundo lugar, en términos de capacidad total, la NEWGen muestra un incremento máximo de **50%** sobre la capacidad instalada actualmente: alrededor de 500,000 MW de capacidad instalada nueva.

Aun antes de la desaceleración económica relacionada con los eventos del 11 de septiembre era muy poco probable que la totalidad, o incluso la mayor parte, de esta nueva capacidad de generación se hiciese operativa al cabo de cinco años. Incluso en las circunstancias más favorables hay muchos proyectos anunciados que no logran concretarse. Hay demasiadas

¹⁸ Base de datos NEWGen de RDI/Platts, número de agosto de 2001 (Boulder, Colorado).

¹⁹ La base de datos usada comprende también las plantas en operación que han entrado en línea desde 1999. Esto obedece a que el año más actual con información de base comparable sobre las emisiones es 1998.

variables que pueden modificar y que modificarán estas predicciones, como los cambios en el crecimiento económico general, los avances tecnológicos que para los modelizadores siguen siendo difíciles de incorporar, los cambios en la mezcla y la base del combustible frente a los incrementos pico de carga, por citar algunos. De hecho, cuando los precios de electricidad comenzaron a caer de su máximo alcanzado en el año 2000, el número de proyectos cancelados aumentó. La actual recesión, junto con la caída de Enron, también ha contribuido al incrementar el desgaste. Según *The Wall Street Journal*, a fines de 2001 ya se había cancelado el 18% de la capacidad anunciada²⁰.

Con todo, los datos de la NEWGen ofrecen cierta información limitada sobre las tecnologías y de esa información se pueden inferir factores de capacidad entre la carga base (por lo general energía hidroeléctrica, a base de carbón o nuclear) y la producción pico.

Además, la Política Nacional de Energía (*National Energy Policy*) de Estados Unidos ofrece una estimación aproximada de la diferencia entre lo anunciado y las nuevas centrales; el Plan señala que de un total de unidades generadoras proyectadas anunciadas en 1994, cerca de 40% se construyeron en 1999. En consecuencia, la CCA calcula posibles emisiones en 2007 tomando en cuenta esta tasa y otros factores. (A continuación se resumen estos datos, y en el Cuadro 9 de la Cuarta sección figura la tabulación completa de los mismos.)

Los datos de la NEWGen ofrecen indicios de los posibles efectos de las plantas actuales que amplíen la capacidad instalada de generación eléctrica. En Canadá, en el límite inferior consistirá en un incremento de 3% en el CO₂, un incremento de 4% en los NO_x, y en el caso del SO₂ y el mercurio sin cambios. En México, el límite bajo sugiere incrementos de 29% de CO₂, de 2% en SO₂, de 40% en NO_x y de 19% en mercurio. En EU, el límite bajo sugiere un incremento de 14% en CO₂, de 1% en SO₂, de 3% en NO_x y de 3% en mercurio, hasta el año 2007.

Otras repercusiones ambientales que trascenderán los contaminantes atmosféricos más comunes provendrán también de la nueva generación. Entre ellas figuran cambios en las emisiones tóxicas, sobre todo de plantas generadoras que a base de carbón y petróleo, así como efectos de las nuevas plantas hidroeléctricas y nucleares.

Además, la expansión de la capacidad instalada y la mayor importancia de la transmisión interregional probablemente requieran una ampliación de la capacidad de transmisión. Se asocia la construcción de líneas de alta tensión con la transformación de hábitats en áreas que se despejan y reciben mantenimiento por la presencia de líneas.

Un punto esencial es en qué grado estos impactos se pueden contrarrestar con otros factores. Además de la normatividad ambiental que ponen un tope a las emisiones o exige normas de desempeño ambiental o equivalentes, hay pruebas de que la reglamentación puede usarse para estimular la innovación tecnológica en el equipo de generación eléctrica. Además de los efectos tecnológicos, hay un potencial de compensación o desvinculación de las normas de eficiencia del producto por el lado de la demanda, así como un posible crecimiento del mercado de energía renovable.

Por el lado de la demanda, se prevé que la introducción de mercados y prácticas comerciales competitivas reducirán, con el tiempo, los precios de la electricidad. Hay diversas proyecciones y

²⁰ Rebecca Smith, "Power Industry Cuts for New Plants, Posing Risks for Post-Recessionary Period", *Wall Street Journal*, 4 de enero de 2002.

predicciones en cuanto a la magnitud de esas bajas de precio²¹. Hay indicios recientes que sugieren que la elasticidad de la demanda de la electricidad puede ser significativa. Por ejemplo, luego de las alzas de precios de la electricidad en California en 2000 y 2001, la demanda total de electricidad, de junio de 2000 a junio de 2001, disminuyó 12%. A la inversa, es probable que una baja marginal del precio, mediante aumentos de la eficiencia y otras razones, produzca un aumento en el uso total de electricidad. Sin embargo, es muy probable que este aumento sea marginal.

Las modificaciones en la demanda de los insumos de combustible son de mayores consecuencias para la calidad del medio ambiente que los cambios inducidos por el precio en la demanda final. El análisis de los factores que afectan el comercio entre las regiones suelen apuntar a que las diferencias en el costo de los insumos de combustibles usados en la generación de electricidad son factores determinantes de ventajas comparativas entre socios comerciales. Sin embargo, cuando menos en el corto y el mediano plazos, el medio más importante por el que la reestructuración del mercado afectará la calidad ambiental es el de los diferenciales de precio. Por ejemplo, la *FERC* señaló hace poco “disparidades significativas de las tarifas” entre regiones vecinas en Estados Unidos, en gran medida determinadas por el precio de los combustibles. Con un régimen de acceso abierto, la *FERC* señala que los consumidores podrán beneficiarse de la compra de electricidad a menor precio en regiones con costos más bajos²² (aun así, no es probable que un precio de compensación para todas las regiones se presente en el corto y el mediano plazos por las limitaciones de la transmisión, fuerza del mercado u otros factores). Por regla general, la generación de electricidad de bajo a alto costo va del carbón y la nuclear al gas natural y las renovables²³.

Una consecuencia de los mercados abiertos es la capacidad de la formación de precios para contribuir a la integración de los factores ambientales. Por ejemplo, un estudio reciente del Foro de Modelación de Energía de la Universidad de Stanford, señala que con la entrada de la competencia “las tarifas que reflejen los verdaderos costos harán que la industria y los consumidores sean más eficientes y se preocupen más por conservación”²⁴.

Con la reestructuración muchos bienes y servicios eléctricos han quedado expuestos por primera vez a la formación de precios. La combinación de mercados abiertos y disciplinas comerciales ha

²¹ Por ejemplo, el Foro de Modelación Energética (mayo de 2001), “Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market,” *EMF Report 17*, Stanford University, que compila los resultados de varios modelos sobre los efectos de la reestructuración, sugiere que en Estados Unidos los precios promedio de generación de electricidad al por mayor en el corto plazo estarán entre 25 y 34 dólares estadounidenses por MWh (dólares de 1997) y que con el tiempo bajarán de manera marginal a 25-30 dólares por MWh. Dada la elasticidad general de la demanda de electricidad, una consecuencia de las bajas marginales en los precios es un alza marginal en la demanda total.

²² *FERC* (2000), *State of Markets 2000*, Washington, D.C.

²³ Los análisis auspiciados por la CCA para la preparación de este informe muestran que de 1997 a 2000, cuando los mercados sufrieron cambios en las políticas de competencia, se generaron condiciones de mercado que se podrían describir como que “la competencia favorecía al carbón” frente a otros combustibles, pues el escenario de la *FERC* “la competencia favorece al carbón” es el que al parecer describe mejor lo que ha sucedido. Los efectos ambientales de este cambio consisten en mayores emisiones de dióxido de carbono y mercurio, ya que no están controlados y el carbón los emite más que otros combustibles fósiles. Véase el documento de antecedentes del simposio elaborado por Tim Woolf, Geoff Keith, David White y Frank Ackerman (2001). *A Retrospective Review of FERC’s Environmental Impact Statement on Open Transmission Access*. Synapse Energy Economics, Cambridge, Massachusetts y Tufts University (impreso en este volumen).

²⁴ Foro de Modelación de Energía, (mayo de 2001), “Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market”, *EMF Report 17*, Stanford University.

generado una presión considerable por “enderezar precios”. La evidencia también sugiere que los mercados disfuncionales o no existentes, con muchas fallas de fijación de precios, de información y de políticas, empeoran los problemas ambientales. El papel de la reducción de subsidios como medio para corregir las distorsiones del mercado se analizan en la quinta sección.

Otra manera en que la formación de precios puede conducir a la integración de los costos ambientales es dar a los consumidores lo que quieren. En este mercado una competencia que favorece el precio, la calidad y la confiabilidad debería ser perfectamente compatible con la evolución de varios modelos de mercado de electricidad verde.

Las opciones para los consumidores, como las iniciativas de precios de electricidad verde, modelos de certificación de respeto del medio ambiente y otras medidas, encierran la posibilidad de que los consumidores, preocupados por las implicaciones ambientales de la generación eléctrica convencional, elijan servicios verdes ²⁵.

Exactamente lo mismo puede decirse cuando se ofrece a los consumidores más opciones en productos con eficiencia energética, tanto por el lado de la demanda—desde aparatos electrodomésticos hasta normas de construcción— cuanto mejoras de las normas de eficiencia por el lado de la oferta. Hay muchos casos satisfactorios de productos verdes en América de Norte. Más aún, los planes anunciados a mediados de julio de 2001 para permitir que algunos productos de Energy Star se comercien en Canadá constituyen un paso positivo hacia la adopción de normas uniformes en toda la región en cuanto a estándares voluntarios de eficiencia en productos y servicios, apoyados por modelos de etiquetado voluntarios.

La apertura de los mercados de América del Norte desde mediados de los años 1990 ha conducido a un aumento en el comercio tridireccional de maquinaria para la generación de electricidad. Por ejemplo, las exportaciones de bienes de capital de Estados Unidos a México de 1996 a 1999 casi se duplicó: de 1,059 millones a 1,961 millones de dólares estadounidenses, mientras las importaciones canadienses de bienes de capital de México a Canadá durante el mismo periodo crecieron de 2,100 a 3,100 millones de dólares de EU²⁶. Se suele decir que el aumento del comercio de bienes de capital es a fin de cuentas conveniente desde la óptica ambiental, ya que los mercados abiertos están relacionados con una aceleración de la rotación del capital y con la difusión de tecnologías generadoras avanzadas. Sin embargo, las consecuencias ambientales reales del mayor comercio de tecnologías de capital dependen obviamente de las tecnologías que se comercian: si se trata exclusivamente de proyectos de generación de gran escala, entonces las ganancias de eficiencia se pueden verse neutralizadas por los efectos de escala del proyecto.

La vía energética en que se encuentra América del Norte (al menos como se perfila en la base de datos NEWGen) sugiere una expansión de la oferta para satisfacer el crecimiento de la demanda. Hace un cuarto de siglo esa vía se describía como una ruta energética dura, caracterizada por la “rápida expansión de las altas tecnologías centralizadas para aumentar la oferta de energía, en especial la electricidad”²⁷. Otra ruta —muy transitada y con éxitos comprobados desde las

²⁵ Conviene mencionar que los programas que comprenden opciones de electricidad “verde” no han tenido el éxito que algunos de sus promotores esperaban. Por eso, hay que tener cuidado de no magnificar su impacto, pues hasta ahora ha sido relativamente pequeño.

²⁶ El cuadro completo de los volúmenes de importación y exportación tridireccional de maquinaria generadora de electricidad, de 1994 a 1999, se incluye en el anexo I. Fuente: Datos de comercio en línea, Industry Canada, Gobierno de Canadá.

²⁷ A.B. Lovins, “Energy Strategy: the Road Not Taken?”, *Foreign Affairs*, 55(1): 65-96.

sacudidas de los precios del petróleo de mediados de los setenta— acentúa sobre todo la eficiencia energética, los incentivos y otras medidas para elevar la proporción de energía renovable y depender más de unidades generadoras y redes de distribución de pequeña escala²⁸.

Está claro que en muchos casos se consigue mejor eficiencia económica reduciendo el consumo de energía que construyendo y operando nuevas plantas eléctricas de mayor escala, sobre todo si se toman en cuenta los aspectos externos. Sin embargo, la eficiencia energética —tal vez la mejor manera de disminuir la demanda total— es de poco interés para los intentos de los inversionistas de satisfacer el crecimiento de la demanda mediante la expansión de la oferta. Asimismo, algunos aseveran que el potencial de eficiencia energética es exagerado pues los costos de transacción asociados con las inversiones en eficiencia energética están sobrestimados y los índices de penetración están sobrevaluados. Se han creado herramientas regulatorias para garantizar que los recursos relativos a la oferta y la demanda se comparen en un campo de acción nivelado, pero pocas veces se utilizan porque muchas instancias reguladoras consideran que el mercado por sí solo se inclinará hacia la solución más conveniente.

Una manera de controlar los efectos de escala de la generación eléctrica, como se dijo, es con la energía renovable. América del Norte apoya la energía renovable mediante la introducción de normas sobre portafolios de energía renovable (*Renewable Portfolio Standards, RPS*) en Estados Unidos.

El incremento del comercio inducirá algunos cambios de localización en la producción entre los países. Este cambio de ubicación de la oferta puede ocasionar un giro en el tipo y magnitud de los efectos ambientales. Una interrogante es el grado en que las diferencias entre normatividades ambientales influirán en los cambios de ubicación. La evidencia empírica sugiere que habrá algunas migraciones de contaminantes o industrias tóxicas hacia países con normas ambientales menos estrictas. Habrá quien diga que este cambio no se da sino en función de los efectos de composición de la liberalización del mercado en general (es decir, del sector manufacturero al de servicios) pero hay pruebas de que algunas industrias han usado estratégicamente las diferencias entre normatividades para reducir costos de capital y de operación en mercados cada vez más restringidos. El grado de este cambio es difícil de calcular, como lo son también los efectos ambientales.

De hecho, aunque la evolución del mercado de electricidad de América del Norte se sigue rigiendo por normas uniformes y convergentes que incluyen políticas de competencia en el mercado y leyes del comercio, actualmente no se está trabajando de la misma manera para garantizar que las normas ambientales entre los tres países generen un mayor nivel de protección ambiental en la región.

El medio ambiente en el dinámico mercado de energía en América del Norte: la promesa política

En muchos sentidos, la trayectoria del futuro de la electricidad en América de Norte dependerá de las políticas por las que se opte en los próximos años. En abril de 2001 los tres líderes de las naciones del TLCAN —el presidente Fox de México, el primer ministro Chrétien de Canadá y el

²⁸ Los planificadores en materia de electricidad tradicionalmente consideran los proyectos de escala muy grande como la manera más eficaz de maximizar las economías de escala. Sin embargo, los avances en las tecnologías de generación ya no significan que se tengan que construir plantas de 1,000 MW para explotar economías de escala. Las turbinas combinadas de ciclo de gas pueden ser eficientes a 400 MW y las turbinas aeroderivadas de gas, a 10 MW.

presidente Bush de EU— señalaron en un comunicado conjunto emitido después de la histórica reunión:

“Hemos considerado el desarrollo de un enfoque de América del Norte frente a las importantes cuestiones de los mercados energéticos. Con ese fin, los ministros de energía han creado un Grupo de Trabajo de América del Norte sobre Energía. Este foro técnico será un medio invaluable para fomentar la comunicación y los esfuerzos de coordinación en apoyo de mercados energéticos eficientes en América del Norte que ayuden a los gobiernos a satisfacer las necesidades de los habitantes. Subrayamos la importancia de la conservación de la energía, el desarrollo de fuentes de energía alternativa y nuestro compromiso común para abordar los efectos ambientales”²⁹.

Para explorar estos asuntos, el presente documento de discusión ofrece en la primera sección un panorama del sector eléctrico en la actualidad, por capacidad instalada y mezcla de combustible, en América del Norte. En la segunda se destaca el entorno ambiental de la generación de electricidad, prestando especial atención a los contaminantes atmosféricos más comunes, así como a los efectos ambientales no atmosféricos. En la tercera se examinan los posibles cambios en la oferta y la demanda de electricidad, incluidas proyecciones para 2010 y 2020, así como un análisis de los datos de la NEWGen hasta 2007.

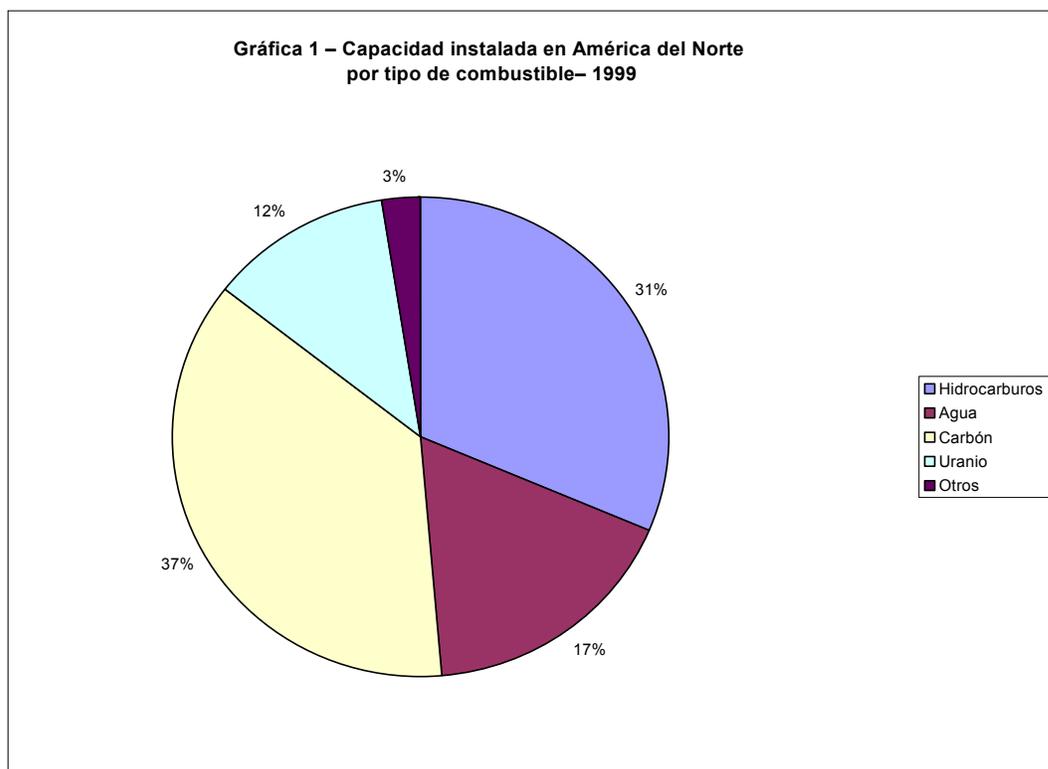
En la cuarta se examinan los posibles efectos ambientales de la nueva capacidad de generación, con base en una extrapolación de los datos de la NEWGen. En la quinta se analiza el papel de los cambios de precio y la creación de mercados en la reducción de los aspectos condicionantes ambientales. En la sexta se estudian las oportunidades para neutralizar más los efectos de escala y los costos externos mediante el manejo del lado de la demanda, eficiencia energética, energía renovable y cooperación internacional. La séptima sección examina el papel de las evaluaciones de impacto ambiental en el sector y las oportunidades para ampliar la cooperación regional e internacional a fin de mejorar las evaluaciones. Por último, en la octava se analizan los vínculos entre el libre comercio y la calidad ambiental y los efectos de la política ambiental.

²⁹ A octubre de 2001 están establecidos tres subgrupos de trabajo conforme al Grupo de Trabajo de América del Norte sobre Energía: eficiencia energética, confiabilidad y un grupo de trabajo sobre comparabilidad de los datos relativos al sector eléctrico de América del Norte. Es posible que se integre un cuarto subgrupo de trabajo sobre energía renovable.

PRIMERA SECCIÓN: EL SECTOR ELÉCTRICO DE AMÉRICA DEL NORTE

Hasta hace poco el sector eléctrico de América del Norte se había caracterizado por una integración vertical en que la generación de energía y la transmisión, comercialización y distribución de electricidad estaban a cargo de una sola compañía.

Esta estructura de la industria ha sufrido cambios sin precedente desde 1996-1997 en muchas regiones y estados de Canadá y Estados Unidos. El ritmo y el alcance de las reformas de mercado instrumentadas o en proyecto varían mucho dentro mismo de cada país y entre uno y otro. En Canadá y Estados Unidos algunas jurisdicciones —como Alberta y California— han puesto en marcha importantes iniciativas de reestructuración. Otras, como Ontario o Arkansas, han anunciado planes de reestructuración a futuro. A diferencia de ellos, el sector eléctrico de México está dominado por una entidad estatal, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Sin embargo, como se dijo, desde mediados de los noventa el sector privado ha realizado inversiones considerables en el sector y hay propuestas de reestructuración de magnitud considerable que se están estudiando en el ámbito político mexicano.



Esta sección general resume algunas de las principales características del sector eléctrico en Canadá, Estados Unidos y México. Para los interesados hay numerosos informes anuales del estado de los mercados de electricidad de los tres países³⁰.

³⁰ Para Canadá, véase *Electric Power in Canada*, de la Canadian Electric Association y Natural Resources Canada, así como otros documentos de la National Energy Board (NEB) y el North American Electric Reliability Council (NERC). Para México, consúltese el documento *Prospectiva del Sector Eléctrico*, de la Secretaría de Energía. Y para Estados Unidos, véase *Annual Energy Outlook* de la Energy Information Administration (EIA), así como otros documentos de la EIA, el NERC y la FERC. Una fuente actualizada de información sobre el estado de la reestructuración eléctrica en Estados Unidos se encuentra en

La capacidad total instalada de generación de electricidad en América del Norte fue en 1999 de más de 990,000 MW, equivalente a 4,700 TWh de electricidad.

Cinco fuentes principales de producción de energía caracterizan al sector eléctrico de América del Norte: la fuente principal —el carbón— representa 47% de la generación total. Sigue la nuclear, con 18%, el gas natural con 14%, hidroelectricidad con 14%, petróleo 5% y otras fuentes 2%, que van desde leña hasta biomasa y viento (véase la gráfica 1)³¹.

Cuando se analizan las mezclas de combustible en América del Norte como un todo quedan ocultas diferencias importantes que hay entre países y entre regiones. Por ejemplo, en Canadá la hidroelectricidad constituye más de 60% de la generación total. Una gran proporción de la generación hidroeléctrica canadiense proviene de proyectos de embalses de gran escala. En cambio, en Estados Unidos el carbón representa más del 50% de la capacidad generadora total. En México, el gas natural, el petróleo (combustóleo) y el carbón constituyen cerca de dos tercios de la generación total.

La generación de electricidad es sólo un aspecto del suministro de ese fluido; tan importante como su generación es la infraestructura que permite el transporte de la electricidad desde donde se genera hasta donde se consume. América del Norte tiene un sistema bien desarrollado y extenso de transmisión eléctrica. En conjunto, hay más de 362,000 kilómetros de transmisión superior a 230 KV. Canadá tiene 73,000 kilómetros de más de 230 KV, Estados Unidos más de 254,000 kilómetros de líneas de más de 230 KV y México poco menos de 35,000 kilómetros de líneas con capacidad mayor a 230 KV³².

Además, entre los tres países existen diferencias en el consumo de energía per cápita. El uso energético de Canadá y México es prácticamente el mismo³³, pero Estados Unidos utiliza casi 30% menos energía por unidad (dólar) de PIB que produce. Las causas de los niveles relativamente altos de uso de energía en México son diferentes a las de Canadá. México sigue utilizando grandes cantidades de energía en el sector industrial tradicional. Canadá, por su parte, aunque tiene un sector industrial más desarrollado que consume relativamente menos energía, aún destina grandes cantidades para calefacción y transporte. Sin embargo, los sectores de comercio y servicios en Canadá y México consumen menos energía que sus contrapartes en Estados Unidos. Como se muestra en el Cuadro 1, el uso energético de México aumentó ligeramente (1%) por unidad de GDP durante los primeros cinco años del TLC (quizás por el aumento en el volumen de producción), mientras que en Canadá y EU la razón energía/GDP se ha reducido un 10%.

<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html>. También se puede obtener información en la Agencia Internacional de Energía de la OCDE.

³¹ IEA (International Energy Agency). 2001. *Electricity Information 2001*. OECD, Paris.

³² NERC ES&D 2000, Secretaría de Energía de México, 2000 - *Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010*.

³³ Cantidad de energía utilizada para producir una unidad de GDP. Ver Cuadro 1.

Cuadro 1 – Uso energético de las economías de América del Norte — 1994–1999 (BTU por 1990 dólares estadounidenses)							
País	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Cambio 1994– 1999
Canadá	19,064	18,558	18,923	18,393	17,530	17,401	-9%
Estados Unidos	14,038	13,934	13,893	13,361	12,837	12,638	-10%
México	17,562	18,832	18,664	18,093	18,142	17,766	1%

SEGUNDA SECCIÓN: EL ENTORNO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Para la política ambiental no hay mayor problemática que la relacionada con la generación, transmisión y uso final de la electricidad. Como hemos visto, la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles es una fuente importante de contaminación atmosférica, gases de efecto invernadero asociados con el cambio climático y emisión de sustancias químicas tóxicas —incluidos los metales que viajan por el aire y los gases ácidos. Las plantas hidroeléctricas generan energía con escasa o nulas emisiones de contaminación atmosférica. No obstante, el Servicio Geológico de Estados Unidos (*Geological Service*) ha determinado que la hidroelectricidad es una importante amenaza para las especies de peces de agua dulce en el país.

La generación de energía termoeléctrica también depende mucho de los suministros de agua. En EU, la cantidad promedio de agua utilizada para producir energía termoeléctrica ha disminuido en los últimos cincuenta años, con beneficios para la eficiencia tecnológica, habiendo pasado de alrededor de 62 galones por kWh en 1950 a cerca de 20-25 galones en los años 1990. Los cálculos del *Servicio Geológico* de Estados Unidos sugieren que diariamente se retiran más de 194,000 millones de galones de aguas profundas y superficiales (dulces y salinas) para producir electricidad³⁴.

Obviamente, los ecosistemas acuáticos se ven afectados por la energía hidroeléctrica. Los proyectos de generación hidroeléctrica de gran escala también tienen impactos importantes que, según la Comisión Mundial sobre Represas, son en gran medida nocivos para los hábitats y los ecosistemas frágiles³⁵. La energía hidroeléctrica es la causa principal de la extinción o amenaza de especies de peces de agua dulce en América del Norte³⁶. (al mismo tiempo, los estudios científicos muestran que las especies de peces en EU corren riesgo de extinción a un índice 1,000 veces mayor al de base, tanto que “la biodiversidad de aguas dulces en América del Norte está

³⁴ Una cifra quizás más importante, pero difícil de determinar, es el retiro neto para producción de electricidad.

³⁵ Berkamp, G., McCartney, M., Dugan, P., McNeely, J., Acreman, M. 2000. *Dams, ecosystem functions and environmental restoration*. Thematic Review II.1 elaborado como aportación para la Comisión Mundial sobre Represas, Cape Town. La Comisión Mundial sobre Represas, comisión independiente creada bajo los auspicios del Banco Mundial y la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, realizó una revisión trienal de la efectividad de grandes represas en el mundo. Su informe, *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*, puede consultarse en <www.dams.org>.

³⁶ Hydro-Quebec comenta que las plantas hidroeléctricas no han amenazado ninguna especie de peces, y que los avances en la hidroelectricidad pueden aumentar la productividad de los ecosistemas de aguas dulces.

disminuyendo con la misma rapidez que la de algunos de los ecosistemas terrestres más críticos del planeta”³⁷.)

La energía nuclear no es fuente de contaminación atmosférica ni de gases de efecto invernadero, pero genera desconfianza por los riesgos de accidente que entraña su operación y que pueden producir fugas de material radiactivo que luego será transportado por el aire —accidentes muy infrecuentes, improbables y demasiado publicitados—, así como por los peligros relacionados con la seguridad del almacenamiento del combustible radiactivo usado, que tiene una vida de alrededor de 800 años.

La construcción de las líneas de transmisión también puede tener efectos ambientales significativos en el cambio del uso del suelo, los hábitat, los patrones migratorios y otras repercusiones ambientales. Por ejemplo, un informe reciente de la Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer concluye que los campos electromagnéticos de frecuencia extremadamente baja, incluidos los de las líneas de transmisión de alta tensión, “son posibles cancerígenos para los humanos, según las vinculaciones estadísticas reiteradas entre campos magnéticos residenciales altos y un doble riesgo de leucemia en niños”³⁸. Sin embargo, otros estudios científicos informan que los riesgos en la salud humana son mínimos. Por ejemplo, la Organización Mundial de la Salud afirma que “la evidencia de efectos siguen siendo muy discutible”. Sin embargo, es evidente que si los CEM (campos electromagnéticos) tienen alguna incidencia en el cáncer, entonces el crecimiento del riesgo será pequeño³⁹. Las siguientes secciones ofrecen un panorama general de algunos de los principales retos ambientales relacionados con el sector de la electricidad.

Contaminación atmosférica

La generación de electricidad a partir de la quema de combustibles fósiles es una fuente significativa de contaminantes atmosféricos y gases de invernadero en América del Norte. Algunos de los principales contaminantes generados por el sector de generación de energía eléctrica son óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), mercurio (Hg) y dióxido de carbono (CO₂). Los óxidos de nitrógeno generan ozono de fondo (esmog) en escalas urbana y regional. Tanto los NO_x como del SO₂ generan la deposición ácida, conocida como lluvia ácida. Las emisiones de NO_x, SO₂ e hidrocarburos de la quema de combustible fósil también son fuentes de partículas finas en la atmósfera que son una de las principales preocupaciones de salud pública por sus vínculos con las enfermedades pulmonares y la mortalidad prematura. El mercurio tóxico depositado en lagos y ríos ha obligado a expedir advertencias sobre consumo de peces en toda América del Norte. El dióxido de carbono es un importante gas de invernadero que contribuye al calentamiento climático global. Además de esos contaminantes, la generación de electricidad también da lugar a una serie de tóxicos, como los ácidos clorhídrico, sulfúrico y fluorhídrico, así como de metales pesados

Como fuente significativa de diversos contaminantes atmosféricos, la evolución futura del sector generador de electricidad en un mercado energético integrado en América del Norte tendrá efectos profundos en la calidad del aire y el cambio climático. Con objeto de evaluar los cambios

³⁷ Anthony Ricciardi y J.B. Rasmussen, “Extinction rates of North American freshwater fauna”. *Conservation Biology*, v. 13 (oct. de 1999), pp. 1220-1222, citado en Raphals, Philip, 2001. *Restructured Rivers: Hydropower in the Era of Competitive Markets*. IRN/Centre Helios, Montreal.

³⁸ International Agency for Research on Cancer (IARC) (junio de 2001), “IARC Finds Limited Evidence That Residential Magnetic Fields increase Risk of Childhood Leukaemia”, <www.iacr.fr>.

³⁹ OMS (Organización Mundial de la Salud). 1999. *Electromagnetic Fields*. Public Health, no. 32.

en la calidad ambiental (benéficos o perjudiciales) derivados de un mercado energético integrado en la región, las autoridades y la ciudadanía tendrán que contar con un marco común de referencia como punto de partida. Una manera más directa sería determinar una línea de base de emisiones atmosféricas del sector eléctrico de América del Norte para un año de referencia y seguir en el tiempo los cambios en las emisiones a partir del año de referencia, conforme se construyen nuevas fuentes de electricidad y las viejas se retiran o se rehabilitan.

Si bien es algo conceptualmente sencillo, hay obstáculos para seguir los cambios en las emisiones de la generación de electricidad en América del Norte. Desde lo más elemental: no hay información sobre la contaminación atmosférica uniformizada y comparable de los tres países, sobre todo en lo que se refiere a las plantas generadoras en lo individual. La información, cuando se dispone de ella, puede no corresponder al mismo año en los tres países. Cada nación puede recopilar los datos sobre las emisiones con métodos distintos, como la medición directa de los contaminantes atmosféricos por medio del monitoreo continuo de las emisiones en las chimeneas, en lugar de hacer un cálculo indirecto de los contaminantes mediante la aplicación de ecuaciones matemáticas que usan factores de emisión estándar, información sobre el uso del combustible y otros parámetros. Las ecuaciones y los parámetros mismos pueden, además, ser distintos entre un país y otro.

Tales diferencias no sólo afectan la capacidad de las autoridades y los ciudadanos para dar seguimiento a los cambios en la calidad ambiental debido a las modificaciones en el sector eléctrico, sino que también repercuten en la aplicación potencial de herramientas de política, como los programas internacionales de comercio de permisos de emisiones. Si la comparabilidad, transparencia y confiabilidad de los datos sobre las emisiones por planta eléctrica en América del Norte no son adecuadas, poca confianza habrá en que un régimen de comercio de permisos que implique fuentes de distintos países produzca reducciones de emisiones reales, permanentes y controlables. Esto disminuye el interés público por tales métodos, entorpeciendo la viabilidad de las herramientas de política que encierran un gran potencial de lograr reducciones de la contaminación rentables y flexibles mediante esfuerzos de cooperación internacional.

Pese a los obstáculos citados, el Secretariado de la CCA logró compilar un inventario de las emisiones atmosféricas más comunes —CO₂, SO₂, NO_x y mercurio— del sector eléctrico de Canadá, Estados Unidos y México. Las fuentes de información del inventario difieren en calidad y no corresponden por entero al mismo periodo anual. Se utiliza información de emisiones sobre todo de 1998 y 1999, con algunos datos más antiguos, de 1995, en casos en que se carece de datos más recientes. No obstante estos problemas, el inventario de emisiones de referencia ayuda a poner en cierta perspectiva la cantidad de emisiones proyectadas asociadas con los nuevos proyectos de energía hasta 2007 en relación con un conjunto de emisiones relativamente “actuales”. Esto se analiza más adelante en la cuarta sección.

Los resúmenes nacionales del caso del inventario de referencia se presentan en el Cuadro 2, y en Miller y col. 2002 hay datos desglosados por provincia y estado, junto con descripciones de las fuentes y la metodología.

Cuadro 2. Emisiones de algunos contaminantes atmosféricos del sector de generación de electricidad de América del Norte (1998*)				
	Equivalente de CO ₂ (toneladas)	SO ₂ anual (toneladas)	NO _x anual (toneladas)	Hg anual (kg)
en el país				
Canadá	122,000,000	650,115	290,211	1,975
México	90,095,882	1,683,199	280,931	1,117
Estados Unidos	2,331,958,813	12,291,107	5,825,982	39,241
per cápita				
Canadá	4.016	0.021	0.010	0.000
México	0.918	0.017	0.003	0.000
Estados Unidos	8.637	0.046	0.022	0.000
por km²				
Canadá	13.239	0.071	0.031	0.000
México	46.128	0.862	0.144	0.001
Estados Unidos	254.605	1.342	0.636	0.004
por GWh				
Canadá	217.229	1.158	0.517	0.004
México	495.577	9.259	1.545	0.006
Estados Unidos	608.789	3.209	1.521	0.010
*Algunas cantidades son estimaciones y no todas son de 1998. Información más detallada en la Cuarta sección (o en Miller y col. 2002).				
Población y masa terrestre – Canadá (Canada Economist Country Profile 1998); México (Mexico Economist Country Profile 1998) y Estados Unidos (United States Economist Country Profile 1999)				
Generación de electricidad - IEA - <i>Electricity Information 2001</i> .				

Cuando se examinan los actuales niveles de emisión es importante observar que se han logrado disminuciones significativas en las emisiones de SO₂ en el decenio pasado. Por ejemplo, un análisis de la tendencia de 10 años para el periodo 1988-1998 en Estados Unidos muestra disminuciones importantes en SO₂ y concentraciones de sulfato en el ambiente. La reducción promedio de SO₂ fue de 38%; la del sulfato, de 22%. En el este de Canadá, las concentraciones de SO₂ y sulfatos en el aire registraron disminuciones proporcionales similares a las de Estados Unidos, aunque no en el mismo orden de magnitud. Durante el periodo 1986-1989 y 1993-1996, las concentraciones de sulfato disminuyeron de 12 a 30% en la mayoría de las áreas⁴⁰.

Por otro lado, las emisiones de NO_x apenas cambiaron durante el mismo periodo. Las emisiones de CO₂ y mercurio de las plantas de electricidad no están sujetas a control, por lo que se elevan a medida que sube la quema de combustible fósil en el sector de generación de electricidad.

Emisiones tóxicas de la generación de electricidad

Las centrales eléctricas ocupan el primer lugar de todos los sectores industriales en cuanto a emisiones —en la planta y transferidas fuera de ella— de sustancias químicas tóxicas en Canadá y Estados Unidos⁴¹. Esta clasificación se basa en datos comparables registrados en el Inventario de Emisiones Tóxicas de Estados Unidos y en el Inventario Nacional de Emisión de Contaminantes de Canadá, que se compilan en el informe anual *En balance* de la CCA. Los datos de México sobre emisiones tóxicas no se incluyen actualmente en dicho informe.

⁴⁰ Estados Unidos-Canadá, *Acuerdo sobre Calidad del Aire: 2000*, Informe de avances.

⁴¹ CCA (Comisión para la Cooperación Ambiental). 2001a. *En balance*. Montreal.

Las centrales eléctricas de Estados Unidos y Canadá liberaron 436,100,000 kilogramos de sustancias tóxicas en 1998. Aunque las plantas se deshacen de las sustancias en vertederos controlados, estas cantidades fueron diez veces menores que las cantidades emitidas al aire. De hecho las centrales dieron emitieron 43% de todas las emisiones atmosféricas tóxicas en Estados Unidos y Canadá en 1998.

Las 15 centrales de América del Norte con las mayores emisiones de sustancias químicas tóxicas (1998) son plantas a base de carbón y están clasificadas en el cuadro 3. En conjunto, estas 15 centrales fueron responsables de 86 millones de kg de emisiones químicas. Basándonos en un simple cálculo de la razón contaminación/unidad de producto, que podría darnos una idea de la eficiencia relativa de esas centrales, la planta de Pensacola emite 0.75 kg de sustancias tóxicas por cada MWh generado. En cambio, la central de Monroe produce 0.23 kg de sustancias tóxicas por cada MWh generado, es decir, aproximadamente un tercio de las emisiones tóxicas por unidad generadas en Pensacola.

CUADRO 3 – LAS 15 CENTRALES ELÉCTRICAS DE AMÉRICA DEL NORTE CON LAS MAYORES EMISIONES TOTALES, 1998					
Central eléctrica	Estado	Emisiones totales (kg)	Principales sustancias químicas*	Combustible principal	Emisiones kg/MWh
Bowen Steam Electric Generating Plant, Southern Co.	CA	8,507,296	HCl (aire)	Carbón	0.42
American Electric Power, John E. Amos Plant	WV	8,154,026	HCl (aire)	Carbón	0.53
Roxboro Steam Electric Plant, Carolina Power & Light	NC	7,307,075	HCl (aire)	Carbón	0.51
Dayton Power & Light Co. J.M. Stuart Station	OH	6,674,059	HCl (aire)	Carbón	0.47
American Electric Power, Mitchell Plant	WV	6,282,377	HCl (aire)	Carbón	0.65
Firstenergy, W.H. Sammis Plant	OH	6,044,683	HCl (aire), SO ₂ (aire)	Carbón	0.44
Cardinal Plant, Cardinal Operating Co.	OH	5,628,484	HCl (aire)	Carbón	0.52
Brandon Shores & Wagner Complex, Baltimore Gas & Electric Co.	MD	5,191,301	HCl (aire)	Carbón	0.63
PSI Gibson Generating Station, Cinergy Corp.	IN	5,120,355	HCl (aire), SO ₂ (aire), Zn y sus compuestos (suelo)	Carbón	0.27
Ontario Power Generation Inc., Nanticoke Generating Station	ON	5,114,650	HCl (aire)	Carbón	0.29
Scherer Steam Electric Generating Plant	GA	4,718,212	HCl (aire), HF (aire)	Carbón	0.26
Kentucky Utilities Co. - Ghent Station, LG&E Energy Corp.	KY	4,649,310	HCl (aire), SO ₂ (aire)	Carbón	0.38
U.S. TVA Paradise Fossil Plant	KY	4,369,346	SO ₂ , HCl (aire)	Carbón	0.34
Gulf Power Co. - Plant Christ, Southern Co.	FL	4,346,736	HCl (aire)	Carbón	0.75
Detroit Edison Monroe Plant, DTE Energy	MI	4,275,784	HCl (air), SO ₂ (aire)	Carbón	0.23
Total		86,383,694			

Fuentes: *En balance (CCA 2001)*, EPA's GRID, OPG Progress on Sustainable Development Report 1999.

*Sustancias químicas que representan más de 70% de las emisiones de la planta.

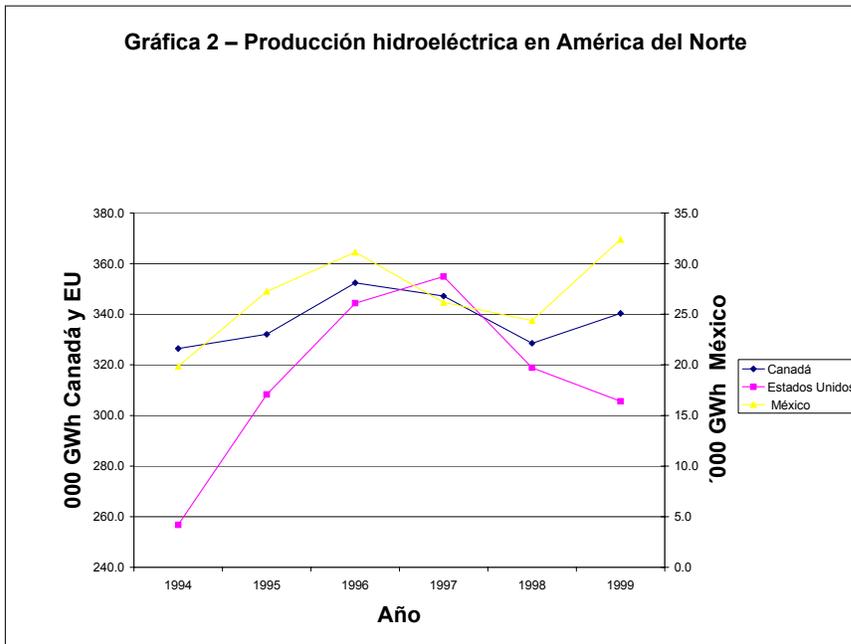
Efectos de las hidroeléctricas

La generación de electricidad de fuentes hidroeléctricas representa un porcentaje significativo de la capacidad total generadora de Canadá, Estados Unidos y México. En conjunto, hay alrededor de 6,000 unidades hidroeléctricas en América del Norte, con una capacidad generadora combinada de más de 172,000 MW (Cuadro 4).

Cuadro 4 – Generación hidroeléctrica en América del Norte		
País	Unidades	Capacidad (MW)
Canadá	1435	67121
Estados Unidos	4463	95796
México	182	9630
Total	5987	172547

Statistics Canada 2001 - *Electric Power Generating Stations 1999*, US EIA – EIA -*Annual Electric Generator Report Nonutility, Annual Electric Generator Report Utility*, Secretaría de Energía - *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*.

Un rasgo sobresaliente de la hidroelectricidad es que su producción depende mucho de las variaciones climáticas. Una fuerte nevada en Canadá en el invierno aumentará la cantidad de electricidad disponible para exportar al norte de Estados Unidos durante la demanda pico del verano en este país. Esta variabilidad tiene repercusiones importantes para la producción, el comercio y los efectos ambientales generales de la generación de electricidad en América del Norte. (Véase en la gráfica 2 una representación de la variabilidad de la producción hidroeléctrica en los tres países del TLCAN.)



Hay diferencias importantes en las consecuencias para el medio ambiente, el cambio de uso de suelo, la biodiversidad y otros aspectos asociados con los proyectos hidroeléctricos. Estas diferencias dependen de las características existentes en la zona o región antes de la construcción, la clase de proyecto hidroeléctrico

construido (por ejemplo, si se trata de una instalación en el paso de un río o de grandes embalses tipo represas—, características de la hidrología local, procesos fluviales, flujos de sedimentos, restricciones geomórficas, clima y biota local, clase de turbinas generadoras empleadas, diseño, y otros factores). Como observación general, y teniendo en mente las diferencias entre una y otra

central hidroeléctrica, el Banco Mundial y otras instancias señalan que los efectos ambientales de las hidroeléctricas son casi proporcionales a la escala del proyecto⁴²: las grandes presas de proyectos hidroeléctricos tienen efectos inmediatos y secundarios importantes en el medio ambiente y la biodiversidad⁴³. La construcción y operación de grandes represas —por ejemplo, tan sólo la presa Caniapiscau, una de las siete que integran el complejo La Grande, en Québec, tiene una capacidad de almacenamiento de 39.6 km³, equivalentes a 48,8 TWh de energía o 28.7 millones de barriles de petróleo⁴⁴— es lo que de manera más inmediata afecta el medio ambiente. Tales proyectos de gran escala tienen también repercusiones significativas en las comunidades locales e indígenas. Por ejemplo, el Gran Consejo de los Cree manifestó hace poco su preocupación por los “retos ambientales que supone la desviación considerable del río y el problema del metilmercurio derivado de la construcción de la represa, así como las profundas consecuencias ecológicas y sociales de la creación de grandes presas en el escudo canadiense”⁴⁵.

Las represas de gran tamaño tienen también efectos secundarios importantes en los hábitat costeros río abajo y las funciones del ecosistema. Por ejemplo, se suele asociar el cambio en los flujos y patrones de los ríos con una frecuencia mucho menor de inundaciones de rebose de temporal: tales inundaciones son importantes por el depósito de sedimentos y otras funciones. En términos generales, se asocia a las represas con la reducción gradual de la productividad total de la biodiversidad⁴⁶.

La Comisión Mundial sobre Represas ha concluido que la construcción de presas es “una de las principales causas de la extinción de especies de agua dulce”. Las presas bloquean o inhiben lugares de desove, modifican las relaciones predatorias de las especies y cambian los niveles de nutrientes. Las evaluaciones han demostrado que los especímenes jóvenes están especialmente amenazados por las presas. Pese a estas mejoras, una evaluación reciente concluye que las represas son la razón principal de que 75% de todas las reservas de salmón nativas del Pacífico estén clasificadas en riesgo moderado o alto de extinción⁴⁷. Asimismo, en un informe, el

⁴² Banco Mundial (1996), *The World Bank's Experience with Large Dams: A Preliminary Review of Impacts*, Washington, D.C.

⁴³ A diferencia de los indicadores ambientales utilizados para medir las emisiones en el aire provenientes de plantas de combustibles fósiles, los impactos de las hidroeléctricas tienden a ser más cualitativos que cuantitativos. Ello refleja el hecho de que la mayoría de los indicadores del cambio biofísico, la biodiversidad, el uso de la tierra y el hábitat, que caracterizan algunos de los efectos más inmediatos de la hidroelectricidad, son en buena medida cualitativos. Sin embargo, hay avances, en particular en la OCDE, en lo referente al desarrollo de indicadores cruciales de la biodiversidad. Por ejemplo, véase OCDE (2001), *Environmental Indicators for Agriculture: Vol. 3, Methods and Results*, cap. 5, París.

⁴⁴ Hydro Quebec (1995), “The La Grande Complex Development and its Main Environmental Issues”, citado en IEA Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, (2000), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, Oslo.

⁴⁵ Carta del Gran Jefe Dr. Ted Moses, Gran Consejo de los Cree, a la Directora Ejecutiva de la Comisión para la Cooperación Ambiental, 10 de octubre de 2001. A finales de octubre de 2001, el gobierno de Quebec y el Gran Consejo firmaron un acuerdo de largo plazo en que los Cree convinieron en retirar una demanda de 8,000 millones de dólares relativa a presuntas violaciones al James Bay Northern Quebec y aprueban un proyecto propuesto de hidroeléctrica en los ríos Ryupert e Eastman (The Cree Turn the Page, *The Montreal Gazette*, 25 de octubre de 2001). En febrero de 2002 se ratificó este acuerdo.

⁴⁶ U.S.GS (1998), *Status and Trends of the Nation's Biological Resources*, vol. 1, pp. 63-69, Washington, D.C.

⁴⁷ United States Geological Survey (1998), *Status and Trends of the Nation's Biological Resources: Volume One*, pp. 63-88. Washington.

Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (*Natural Resources Canada*) señala que el clima puede ocasionar la eliminación virtual de hábitats de salmón en el océano Pacífico⁴⁸.

Siguen intensos los debates sobre la evaluación de los efectos comparables de las represas de pequeña y gran escala. Por un lado, la Agencia Internacional de Energía señala que la tendencia es optar ya no por “los embalses que inundan áreas relativamente grandes de tierra valiosa, asentamientos importantes, zonas ocupadas por pueblos indígenas y zonas con hábitats únicos; más bien se tiende a levantar represas de menor tamaño”⁴⁹. Algunas mejoras en las características de operación son, por ejemplo, terrazas para peces, la construcción de pasajes para el desove, mejor sincronización de los flujos de agua y otros aspectos. También persiste el debate sobre los méritos relativos de la hidroelectricidad —fuente insignificante de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante su operación— en comparación con la generación de energía con combustibles fósiles. Este debate se ha avivado desde que la atención se centró en el Protocolo de Kioto.

Por otro lado, el mismo informe de la IEA señala que los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala pueden despertar inquietud sobre la fiabilidad y flexibilidad del abastecimiento de energía que proporcionan. Además, si se analiza desde el aspecto de cantidad total de energía generada, no son concluyentes las evidencias empíricas y teóricas a favor de las hidroeléctricas de pequeña escala porque sean ambientalmente preferibles. Un modelo utilizado por Robert Goodland del Banco Mundial sugiere que el área total de embalse que requeriría una pequeña hidroeléctrica para generar la misma cantidad de energía que las grandes hidroeléctricas existentes podría ser hasta ocho veces mayor⁵⁰.

Parte del debate se ha dirigido hacia las herramientas de evaluación de ciclo de vida (HECV), con objeto de sugerir comparaciones entre las fuentes hidroeléctricas y los combustibles fósiles. Por ejemplo, el sector hidroeléctrico ha suministrado algunos análisis útiles de los efectos en las etapas anteriores y posteriores de la generación de energía no hidroeléctrica. Por ejemplo, los efectos ambientales de la minería de carbón a causa de las emisiones de mercurio, escorias y otros daños, las repercusiones ambientales del transporte de combustibles a las fuentes generadoras y los efectos de la quema de combustible fósil en los casos del carbón, el petróleo y el gas natural. Desafortunadamente, pese a esos esfuerzos, las HECV no se han empleado para examinar los efectos ascendentes, descendentes, de operación y secundarios de las grandes represas mismas. Más aún, el estado actual de las HECV da escasa idea de si las 10 toneladas de emisiones de gases de invernadero son mejores o peores que la posible extinción de una especie determinada (una herramienta más adecuada sería recurrir a los notables avances en las técnicas de evaluación ambiental de la década pasada como medio para conocer mejor ciertas clases de efectos ambientales comparables de las diversas fuentes de electricidad)⁵¹.

⁴⁸ Natural Resources Canada.2000. *Sensitivities to Climate Change in Canada*.

sts.gsc.nrcan.gc.ca/adaptation/main.htm

⁴⁹ IEA Implementign Agreement for Hydropower Technologies and Programmes (2000), *Hydropower and the Environment*.

⁵⁰ Citado por Hydro-Quebec en sus comentarios a la CCA sobre el documento de discusión *Retos y oportunidades ambientales en el dinámico mercado de electricidad de América del Norte*.

⁵¹ Para emprender una ECV del uso de la electricidad no sólo se necesita tener en cuenta los aspectos del ciclo del combustible eléctrico sino también comparar el ciclo de generación eléctrica con otros métodos para lograr objetivos de energía que no necesariamente utilizan electricidad. Como ilustración se expone el siguiente ejemplo: “De cada BTU extraída del suelo, convertida en electricidad en una planta de ciclo combinado y suministrada a un calentador eléctrico de agua, sólo 0.36 de la BTU se convierte en agua caliente utilizable. En cambio, en el caso de un calentador de agua de gas, 0.54 BTU se convierte en agua caliente porque el uso directo de gas natural evita la pérdida por uso indirecto de un combustible para

Como se ha señalado, es preciso que los impactos ambientales reales de los proyectos hidroeléctricos se determinen caso por caso. Dicho esto, un informe reciente de la Comisión Mundial sobre Represas señala que, en conjunto, los “*efectos de las represas en los ecosistemas son profundos, complejos, variados, múltiples y en su mayoría negativos*”⁵².

Energía nuclear

Sin bien hay menos plantas nucleares en comparación con las demás principales formas de generación eléctrica en América del Norte, la energía nuclear es una fuente importante de electricidad: representa alrededor de 12% de la capacidad de generación total del subcontinente. La energía nuclear representa 10 y 12% de la capacidad total en Canadá y Estados Unidos, respectivamente, y 4% en México. Las cifras de capacidad por sí solas no reflejan la situación completa. La generación nuclear está marcada por factores de alta capacidad. En consecuencia, pese a que represente sólo 12% de la capacidad total, constituye hasta 18% de la generación total. Este patrón es particularmente pronunciado en Estados Unidos, donde la energía nuclear constituye sólo 12% de la capacidad pero 20% de la generación total (Ver Cuadro 5).

Cuadro 5 – Contribución de la energía nuclear a la capacidad y la generación en América del Norte (1999)			
Capacidad			
	Capacidad nuclear MW	Capacidad total MW	% de capacidad
Canadá	10,615	109,984	10
Estados Unidos	103,833	845,156	12
México	1,355	35,666	4
Total	115,803	990,806	12
Generación			
	Generación nuclear (TWh)	Generación total (TWh)	% de contribución
Canadá	73.49	576.97	13
Estados Unidos	777.89	3,910.16	20
México	10.0	192.26	5
Total	861.38	4,679.39	18
Fuentes de los datos de capacidad: Statistics Canada 1999 - <i>Electric Power Generating Stations</i> , US DOE - EIA - <i>Existing Capacity and Planned Capacity Additions at US Electric Utilities by Energy Source, 1999</i> , consultado el 24 de septiembre de 2001 en < http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/html1/t1p01.html > y <i>Electric Power Annual 2000</i> , volumen 1, consultado el 30 de octubre de 2001 en < http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/elecprod.html#tab5 >, Secretaría de Energía - <i>Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000</i> .			
Fuente de los datos sobre generación: IEA. <i>Electricity Information 2001</i> . París.			

Una ventaja de la energía nuclear es que no produce emisiones asociadas con la generación térmica de electricidad como CO₂, NO_x, SO₂, o mercurio. Sin embargo, la generación de energía nuclear representa un riesgo para el medio ambiente por la posible liberación de material radiactivo. La generación nuclear puede liberar dicho material al medio ambiente de tres maneras.

producir electricidad generada centralmente, aun con eficiencia “de punta”. (Tomado de los comentarios que el American Gas Cooling Center presentó a la CCA.)

⁵² *Ibid.* Berkamp, G. y col. 2000 *Dams, Ecosystem Functions and Environmental Restoration*. Comisión Mundial sobre Represas, Cape Town.

Las extracción de uranio es similar a la del carbón en cuanto a que puede hacerse en pozos abiertos o en minas subterráneas. El proceso minero conduce a efectos ambientales semejantes a los de la minería del carbón, con el agravante de que la escoria del uranio es radiactiva. Los mantos subterráneos se pueden contaminar con los metales pesados presentes en la escoria, así como por restos de uranio que quedan en los residuos⁵³.

De mayor preocupación pública que las emisiones radiactivas de la minería de uranio son las emisiones radiactivas en altas concentraciones provenientes de la generación nucleoelectrica misma o del transporte y eliminación de los residuos nucleares, un subproducto del proceso de generación nuclear. Las emisiones nucleares de la generación de electricidad pueden producirse por la fusión accidental del núcleo de un reactor, como ocurrió en Chernobyl en la otrora Unión Soviética o como estuvo a punto de suceder en la isla de Three Miles en 1979. Asimismo, puede haber emisiones radiactivas derivadas del almacenamiento de desechos nucleares, durante su transporte, o una vez transportados. Las emisiones nucleares tienen el potencial de esparcir radiaciones y material radiactivo en concentraciones peligrosas a grandes distancias, con lo que afectan grandes extensiones. Y como los residuos permanecen radiactivos durante miles de años, los efectos también pueden durar mucho.

La radiación es un peligro biológico porque puede dañar o destruir las células. En los humanos, las células dañadas pueden producir cáncer años después de la exposición o bien transmitir el daño a generaciones futuras. Asimismo, las células muertas pueden generar infecciones o incapacitar funciones de algunos órganos⁵⁴.

Si bien existe el peligro de que haya emisiones radiactivas, la Agencia Internacional de Energía informa que en ningún accidente en los países de la OCDE se han liberado cantidades significativas de material radiactivo y que los efectos en la salud pública de las emisiones que han ocurrido han sido demasiado pequeños como para medirse⁵⁵. Pese a este historial, la generación de energía nuclear se enfrenta al escepticismo y aprehensión permanentes de la ciudadanía. Esto explica en parte por qué desde el accidente de la isla de Three Miles no se han construido nuevas plantas nucleares en Estados Unidos, ni en Canadá tampoco, desde 1986⁵⁶.

TERCERA SECCIÓN: REFLEXIONES SOBRE NUESTRO FUTURO ENERGÉTICO

Prever el futuro energético y eléctrico es algo cada día más complejo. Varios modelos muy sólidos, como el National Energy Modeling System (NEMS), los Policy Office Electricity Modeling System (POEMS), MARKAL (MARKet ALlocation) y los trabajos de Jorgenson, Wilcoxon y otros, han mejorado sensiblemente los modelos económicos cuantitativos. En la modelación energética se han desarrollado algunos modelos híbridos extremadamente novedosos que combinan, por ejemplo, la modelación económica con la de ingeniería. A menudo los escenarios a futuro emplean modelos econométricos combinados con modelos sectoriales de insumo-producto, así como modelos de equilibrio general o parcial⁵⁷. La combinación de diversas herramientas ha permitido vislumbrar la relación entre crecimiento económico y crecimiento de la energía, variables de mercado, cambios en el uso de la energía de parte de determinados sectores

⁵³ Union of Concerned Scientists. *Principles of Nuclear Power*. Consultado en <<http://www.ucsusa.org/energy/0nuclear.html>>.

⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵ IEA (International Energy Agency). 2001. *Nuclear Power in the OECD*.

⁵⁶ *Ibid.* Statistics Canada. 2001. *Electric Power Generating Stations*.

⁵⁷ Dale W. Jorgenson (1998), *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, Volumen 2, MIT Press, Londres.

así como en la economía en general, y también realizar un análisis de los efectos de precios, la tecnología y las normatividades nacionales y extranjeras sobre los patrones de la demanda y la oferta.

Estos modelos constituyen también herramientas valiosas para calcular la relación entre los cambios en la composición y la escala de la generación de electricidad y los coeficientes ambientales, sobre todo los de emisiones de contaminación. Sin embargo, hay que reconocer que tienden a ignorar impactos que aún no pueden cuantificarse, como los relativos a la hidroelectricidad. (Los modelos utilizados para observar los efectos ambientales de la reestructuración del mercado eléctrico se presentan detalladamente en otro documento de antecedentes anexo al presente volumen.)⁵⁸

Por mucho que hayan mejorado, los actuales modelos no pueden decir a los encargados de elaborar las políticas cómo va a ser el futuro; persisten incertidumbres considerables que giran en torno a cómo modelar supuestos sobre políticas macroeconómicas y tasas promedio de crecimiento, cambios en el precio del combustible, modificaciones en las políticas energéticas y ambientales, el papel de la energía nuclear en el futuro, y el desarrollo de tecnologías energéticas⁵⁹. De éstas, señala la Agencia Internacional de Energía, el crecimiento económico es “de lejos el factor más importante en las tendencias de la demanda energética y por lo tanto es la principal fuente de incertidumbre”⁶⁰.

Por éstas y otras incertidumbres, Dale Jorgenson, pionero en la modelación econométrica dinámica en el sector energético, señala que “no parece haber modelo que sea siempre fidedigno, ni siquiera uno que lo sea a menudo”⁶¹. Además de estas incertidumbres, la competencia basada en el precio y la reestructuración representan nuevos retos para los modeladores. La modelación de los efectos de la reestructuración sigue siendo incipiente, aunque ya ha permitido comprender mejor el dinamismo con que los cambios en los precios relativos afectan al sector⁶². Lo que está claro es que los modelos por sí solos no pueden darnos todas, ni siquiera la mayoría, de las respuestas a nuestro futuro energético, ya que este futuro en buena medida sigue girando en torno de las decisiones de política que se tomarán en los próximos años.

Uno de los análisis de política gubernamental más importante sobre los futuros energéticos en los últimos diez años es la Política Nacional de Energía (*National Energy Policy, NEP*) presentada al presidente Bush en mayo de 2001.

La Política advierte que un “desequilibrio fundamental entre la oferta y la demanda es lo que define la crisis energética de nuestra nación”⁶³. Aunque hay numerosas reacciones ante la crisis energética que se avecina en Estados Unidos —basadas en la búsqueda de una mayor eficiencia y conservación energéticas—, la estrategia toral que propone la *NEP* para satisfacer el crecimiento de la demanda se apoya en el aumento de la oferta. El Plan advierte también que “el reto más

⁵⁸ Patterson, Zachary. 2002. *Modeling Techniques and Estimating Environmental Outcomes*. Documento de antecedentes del estudio sobre el Artículo 13. Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal (impreso en este volumen).

⁵⁹ International Energy Agency (2000), *World Energy Outlook*, París.

⁶⁰ *Ibid.*

⁶¹ Dale W. Jorgenson (1998), *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, volumen 2, MIT Press, Londres.

⁶² Véase, por ejemplo, EMF (1998), *A Competitive Electricity Industry*, que contiene una excelente descripción del avance y de los retos que la reestructuración impone a los modeladores.

⁶³ Informe del National Energy Policy Development Group (mayo de 2001) *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, DC.

apremiante de nuestro país es desarrollar una suficiente generación y transmisión que satisfaga el crecimiento previsto de la demanda”⁶⁴.

El crecimiento proyectado en la Política Nacional de Energía predice un crecimiento de la demanda de 25% hasta 2010 y de 45% hasta 2020. Este incremento de la demanda a su vez requiere una capacidad de generación adicional de 400,000 MW para ese último año, es decir, de 1,300 a 1,900 nuevas plantas eléctricas para 2020. Ello equivale a construir más de una planta generadora por semana a partir de hoy y hasta 2020.

El Cuadro 6 destaca otros pronósticos recientes de demanda de electricidad en Canadá, México y Estados Unidos para el periodo de 2000 a 2009.

Cuadro 6 – Ejemplos de estimaciones de oferta y demanda de electricidad en América del Norte hasta 2009					
		2000	2005	2009	% aumento 2000-2009
CANADÁ					
	Consejo Nacional de Energía (NEB)*				
	Escenario 1				
	Demanda máxima—MW	95,849	103,733	109,829	15
	Demanda total—GWh	508,122	557,420	600,094	18
	Capacidad total—MW	109,028	116,325	125,954	16
	Escenario 2				
	Demanda máxima— MW	94,444	100,406	104,470	11
	Demanda total—GWh	500,680	539,632	570,784	14
	Capacidad total—MW	108,858	114,588	120,962	11
	Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (NRCan)*				
	Demanda máxima—MW	NR	NR	NR	
	Demanda total—GWh	557,267	583,029	600,575	8
	Capacidad total—MW	110,269	111,500	114,299	4
	Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte (NERC)				
	Demanda máxima—MW	84,928	90,383	94,769	12
	Demanda total—GWh	490,485	524,749	551,671	12
	Capacidad total—MW	100,492	102,372	103,947	3
ESTADOS UNIDOS					
	Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte (NERC)				
	Demanda máxima—MW	685,816	756,445	813,264	19
	Demanda total—GWh	3,631,905	4,003,192	4,287,754	18
	Capacidad total—MW	754,662	863,200	877,760	16
	Departamento de Energía (DOE), Administración de Información sobre Energía (EIA)				
	Demanda máxima—MW	NR	NR	NR	
	Demanda total—GWh	3,364,455	3,760,101	4,067,825	21

⁶⁴ *Ibid.*, I-5

	Capacidad total—MW	754,000	818,600	918,200	22
MÉXICO					
	<i>Secretaría de Energía</i>				
	Demanda máxima—MW	31,499	42,181	53,943	71
	Demanda total—GWh	167,134	229,399	296,209	66
	Capacidad total—MW	40,101	55,254	67,868	64
*Se utilizaron datos de 2010 y no de 2009 ya que sólo se presentaron los correspondientes a 2010 ⁶⁵ .					

Las proyecciones de oferta y demanda no son perfectas pero hay un consenso universal de que la demanda está aventajando a la oferta, que se requieren nuevas inversiones para cubrir el déficit en algunas regiones en el futuro cercano y que los márgenes de reservas de generación —cuyo nivel ideal es de 10-15%— se están reduciendo a toda velocidad. Por ello es indudable que América del Norte requerirá nueva capacidad. El cuadro 7 muestra los márgenes de reserva esperados para todas las regiones del *NERC*, con base en proyecciones de demanda realizadas con datos de NEWGen por región y con información de capacidad tomada de NEWGen que sólo considera las plantas establecidas y en operación. Estos datos sugieren tanto la reducción acelerada en los márgenes de reservas en general como reducciones comparativas entre regiones. Estas últimas son útiles para que inversionistas y planeadores determinen a dónde debe ir la nueva capacidad instalada. También son una representación aproximada del grado y el patrón del comercio interregional. Es decir, que en principio, y en igualdad de factores, las regiones con mayores déficits (siempre y cuando los demás factores fueran iguales) deberían importar electricidad de las regiones con capacidad excedente. El mapa (Imagen 3) muestra las regiones del *NERC*.

Cuadro 7 – Márgenes de reserva, considerando sólo plantas establecidas y en operación (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Todo NERC	21.32	23.14	20.61	18.08	15.52	13.06
ECAR	17.20	18.40	17.15	15.07	13.34	11.21
ERCOT	19.01	24.67	20.79	17.24	14.06	9.42
FRCC	5.82	5.04	2.49	-0.73	-5.36	-8.82
MAAC	16.45	16.73	15.07	11.85	10.04	7.84
MAIN	23.64	33.91	34.60	32.99	30.95	30.76
MAPP	13.47	12.64	11.41	11.23	10.54	8.67
NPCC	23.58	23.29	20.14	16.80	13.58	10.83
SERC	19.96	21.33	18.26	16.10	13.85	11.38
SPP	25.92	31.34	28.78	26.92	21.82	18.89
WSCC	22.87	22.73	18.73	15.61	12.36	10.36

Fuente: Base de datos NEWGEN, edición de agosto de 2001.

ECAR - East Central Reliability Coordination Agreement, ERCOT - Electric Reliability Council of Texas, FRCC - Florida Reliability Coordinating Council, MAAC - Mid-Atlantic Area Council, MAIN - Mid-America Interconnected Network, MAPP - Mid-Continent Area Power Pool, NPCC - Northeast Power Coordinating Council, SERC - Southeastern Electric Reliability Council, SPP - Southwest Power Pool, WSCC - Western System Coordinating Council.

⁶⁵ La estimación al alza de toda la capacidad planeada según la base de datos NEWGen que utilizó la CCA equivale a una capacidad instalada de 127,000 MW, 59,000 MW y 1,300,000 MW para 2007, para Canadá, México y Estados Unidos, respectivamente.

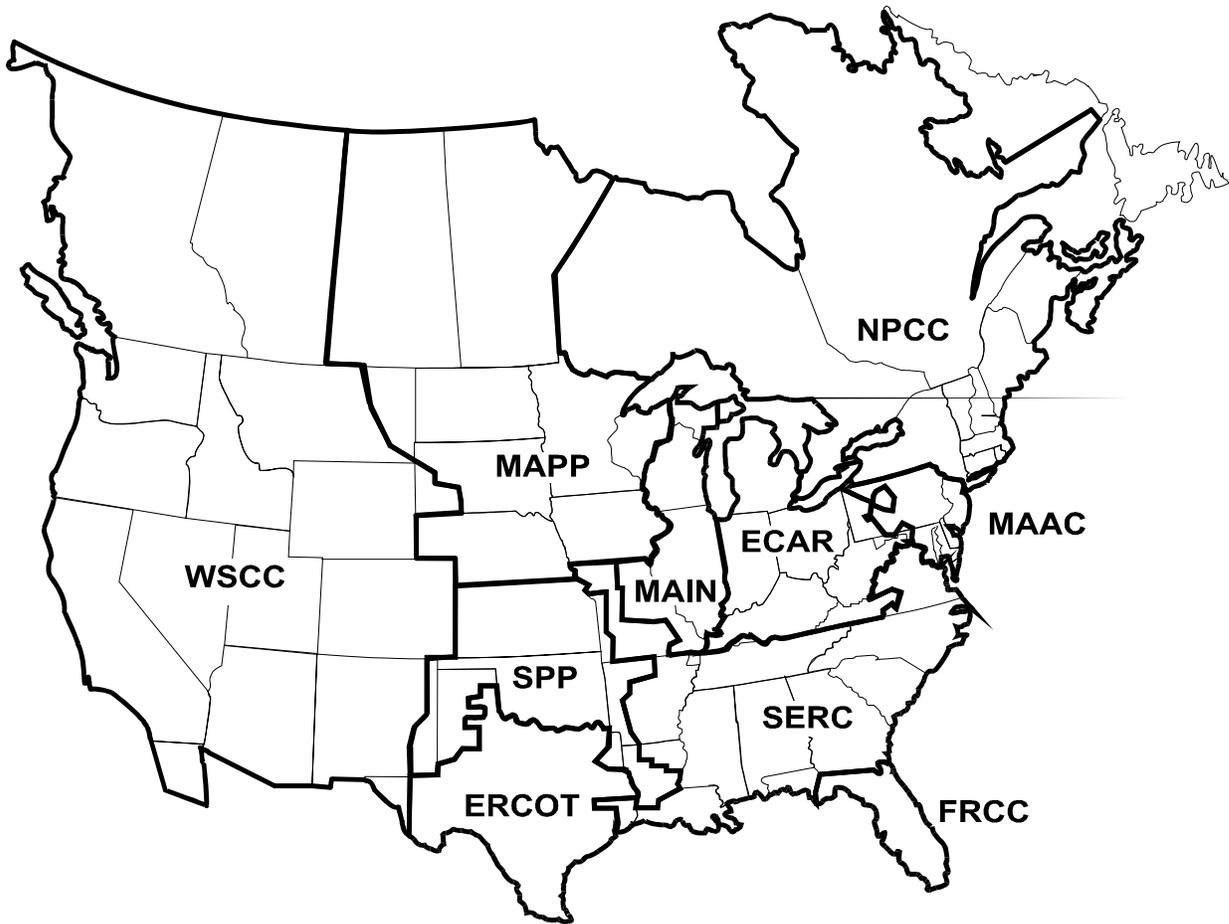


Imagen 3 – Regiones del Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte

Copyright ©1999 del Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte. Todos los derechos reservados.

Nueva capacidad de generación en proceso de planeación

Dada la diversidad de los esfuerzos de modelado y proyección, este texto no ofrece nuevos resultados de modelación sino que más bien examina los posibles efectos ambientales de los nuevos proyectos de generación que, anunciados por compañías eléctricas o inversionistas, están en diferentes etapas de desarrollo de aquí hasta 2007. Esta óptica tiene sus ventajas e inconvenientes.

Analizando la expansión planeada en nuevas instalaciones de generación —partiendo de la base de datos NEWGen— podemos darnos una idea de hacia dónde se dirigen los mercados e inversionistas *en este momento*. Sin embargo, los cambios en las inversiones a raíz de la tragedia del 11 de septiembre de 2001, que posiblemente han sido por menos de la misma magnitud que los efectos en toda la economía, no se ven reflejados en los datos.

La base de datos NEWGen incluye proyectos de generación de electricidad planeados, con 1,926 unidades de generación separadas que están en alguna de las siguientes seis fases: proyectos planteados, presentados, en la primera etapa de desarrollo, en estado avanzado de desarrollo, en

construcción y en operación. (La razón por la que se incluyen plantas en operación es que el año de referencia para el análisis es 1998.) Como ya se señaló, en los datos figuran los planes de expansión eléctrica hasta 2007. La elección de esta fecha de corte obedece a dos razones. La primera es que para después de 2007 se tienen cada vez menos datos. La segunda es que 2007 es el último año antes del primer periodo de instrumentación, de 2008 a 2012, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de la ONU sobre el Cambio Climático. Al parecer, Canadá es el único país de América del Norte que ratificará el Protocolo como país del Anexo Uno, pero las tres Partes del TLCAN son firmantes de la Convención Marco de la ONU sobre el Cambio Climático. El artículo 4 de la Convención exhorta a la cooperación nacional e internacional para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En general, se espera que las implicaciones de un medio ambiente condicionado por el carbono acentúen la importancia de las políticas climáticas, como por ejemplo, un comercio de emisiones de algún tipo, instrumentación conjunta o medidas tomadas de conformidad con las metas generales del Mecanismo de Desarrollo Limpio. También se espera que estas acciones empiecen a más tardar al comienzo del primer periodo de instrumentación del Protocolo de Kioto de 2008. A manera de ilustración, la Asociación Eléctrica de Canadá (*Canadian Electricity Association*) propuso que a partir de 2008 se pida a todas las plantas alimentadas con petróleo y carbón con más de 40 años de antigüedad que reduzcan sus emisiones de GI al nivel especificado⁶⁶.

El Cuadro 8 contiene información de la mezcla de combustibles, del incremento en la capacidad total y del país donde se ubican las nuevas unidades de generación de acuerdo con la base de datos NEWGen ⁶⁷.

Cuadro 8 – Desglose por tipo de combustible de la capacidad planeada de generación de electricidad (hasta 2007) en América del Norte (MW y número de unidades)								
		Gas natural	Agua	Carbón	Uranio	Petróleo	Otros	Total
Canadá	MW	8949	5757.35	1750	0	0	666.63	17122.98
	Unidades	65	30	4	0	0	32	131
Estados Unidos	MW	407256.6	2293.1	30005.66	576	-798.82	21053.44	460385.9
	Unidades	1344	12	67	17	34	233	1707
México	MW	21397.2	1027	1750	0	-1028.33	350.5	23496.37
	Unidades	58	8	2	0	13	7	88
	Total MW	437602.8	9077.45	33503.66	576	-1827.15	22070.57	501005.3
	Total unidades	1467	50	73	17	47	272	1926

Fuente: Base de datos NEWGen.

Vale la pena destacar dos características importantes contenidas en estos datos. La primera es que un enorme porcentaje del aumento de capacidad planeada total está en estudio por parte del mercado. De hecho, en los datos anteriores se indican alrededor de 500,000 MW de capacidad adicional, que representan un incremento de más de 50% en la capacidad total de generación de electricidad de América del Norte hasta 2007, en comparación con los niveles de 1999.

Este índice de crecimiento es a todas luces irreal. Sin embargo, a partir de estos datos es difícil calcular cuánto, dónde y qué tecnologías y qué opciones de combustible se verificarán, y por una sencilla razón: los mercados libres no dan aproximaciones estándar que indiquen cuántas plantas anunciadas llegarán a operar. Como se ha mencionado, el análisis del NEP sugiere una

⁶⁶ Canadian Electricity Association, “Emission Performance Equivalent Standard”, 21 de octubre de 1999.

⁶⁷ Puede solicitar a la CCA el conjunto de datos utilizado en el análisis.

aproximación útil: de la expansión de 43,000 MW en capacidad de generación anunciada en 1994 para entrar en operación entre 1995 y 1999, en realidad se construyó alrededor de 18,000 MW de capacidad nueva, lo que significa que se construyeron alrededor de 40% de los proyectos anunciados⁶⁸.

La segunda característica de los datos de NEWGen —y, desde luego, de mayor importancia que las MW totales planeadas o el número de unidades— es la mezcla de combustible de las nuevas plantas generadoras. Los proyectos en el tintero muestran que 88% de la capacidad total de generación nueva en Estados Unidos para 2007, y 91% en México en el mismo periodo, utilizará gas natural. En cambio, en Canadá, 52% de la ampliación de generación total en Canadá utilizará gas natural, la hidroelectricidad constituirá 34% y el carbón 10% de la nueva capacidad de generación reportada.

Esta preferencia por el gas natural en los tres países es un relativamente buen augurio para el medio ambiente: de los tres combustibles fósiles principales, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (PICC) y otros organismos científicos reconocen que el gas natural es el que menos afecta el medio ambiente. Sin embargo, como se menciona más adelante, el gas natural y la mezcla de combustibles en general sugerida en los datos de NEWGen siguen presentando retos ambientales nuevos y graves.

CUARTA SECCIÓN: POSIBLES IMPLICACIONES AMBIENTALES DEL INCREMENTO DE CAPACIDAD PLANEADA DE GENERACIÓN HASTA EL AÑO 2007

Contaminación del aire

La segunda sección describe el contexto ambiental de la contaminación del aire causada por el sector generador de electricidad de América del Norte, partiendo de un caso de referencia de emisiones a la atmósfera de cuatro contaminantes atmosféricos. Los contaminantes atmosféricos considerados son dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y mercurio (Hg). En esta sección se utiliza el inventario del caso de referencia para obtener cierta perspectiva sobre la escala relativa de las futuras emisiones a la atmósfera estimadas para 2007 y relacionadas con los posibles cambios en la capacidad de generación en el subcontinente. La escala de posibles cambios en la capacidad se basa en información contenida en la base de datos NEWGen. Se han creado dos escenarios “límite” para 2007. El escenario de límite alto incluye todos los proyectos eléctricos no cancelados contenidos en la base de datos de NEWGen. Aunque es escasa la probabilidad de que se construya gran parte de los proyectos anunciados, nos da una idea de dónde hay más actividad por la ubicación de las plantas planeadas. A su vez, lo anterior puede mostrar que las diferencias en regímenes regulatorios ambientales son uno de los diversos factores que se tienen en cuenta para decidir la ubicación. El escenario de límite bajo sólo incluye proyectos de generación en etapas avanzadas, en construcción y más allá de las etapas de operación. Da una idea de las emisiones proyectadas asociadas a los nuevos proyectos de generación cuya conclusión es más probable.

El cuadro 9 presenta un resumen de los resultados por país. Miller y col. 2002 ofrecen una descripción más detallada, con desgloses de las emisiones por provincia y estado. El cuadro sólo presenta las emisiones calculadas por cambios proyectados en la capacidad futura, pero no incluye posibles reducciones futuras derivadas de nuevos controles a las fuentes existentes. Por consiguiente, el cuadro no debe interpretarse como una predicción de aumentos o reducciones en

⁶⁸ Informe del National Energy Policy Development Group (May, 2001) *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, DC.

las emisiones totales del sector generador de electricidad, sino más bien como una comparación entre el incremento que estimamos se derive de los nuevos cambios en la capacidad y el caso de emisiones de referencia, a fin de dar una idea de las nuevas emisiones que podrían generarse a raíz del crecimiento futuro de capacidad.

Cuadro 9 – Resumen de los totales de emisiones nacionales en el caso del inventario de referencia y los límites alto y bajo de las proyecciones futuras (entre paréntesis el porcentaje de caso respecto del inventario de referencia). Emisiones de CO ₂ , SO ₂ , y NO _x en toneladas métricas. Emisiones de mercurio (Hg) en kilogramos.				
Escenario por país	CO₂ anual	SO₂ anual	NO_x anual	Hg anual
Canadá, inventario de ref.	122,000,000	650,195	290,211	1,975
Canadá, límite alto 2007	18,828,537 (+15%)	-3,917 (-1%)	41,910 (+14%)	221 (+11%)
Canadá límite bajo 2007	3,743,487 (+3%)	20 (0%)	10,890 (+4%)	9 (0%)
México, inventario de referencia	90,095,882	1,683,199	280,931	1,117
México, límite alto 2007	48,199,112 (+53%)	36,131 (+2%)	175,707 (+63%)	270 (+24%)
México, límite bajo 2007	25,712,762 (+29%)	34,779 (+2%)	110,978 (+40%)	212 (+19%)
EU, inventario de referencia	2,331,958,813	12,291,107	5,825,982	39,241
EU, límite alto 2007	875,036,007 (+38%)	64,580 (+1%)	459,286 (+8%)	5,762 (+15%)
EU, límite bajo 2007	333,347,795 (+14%)	-77,468 (-1%)	147,150 (+3%)	1,039 (+3%)

El valor porcentual entre paréntesis es la magnitud relativa de las nuevas emisiones 2007 en el caso límite, comparado con el del inventario de referencia. Por ejemplo, en el caso de límite alto de Canadá en 2007, las emisiones estimadas de CO₂ de los cambios proyectados en la capacidad de generación sería de 15% de las emisiones del inventario de referencia. Ello nos da una noción relativa de la escala de cambios potenciales en las emisiones. Sin embargo, no se trata de una proyección del aumento de las emisiones totales de toda la generación de energía eléctrica, pues las emisiones de fuentes existentes podrían disminuir ante un posible desplazamiento de generación por nuevas plantas o la implantación de nuevos controles de contaminación.

Emisiones tóxicas

Es difícil, y por diversas razones, calcular las futuras emisiones tóxicas de la generación de energía eléctrica a partir de las emisiones actuales. La razón principal es la dificultad para extrapolar las emisiones de gases metálicos partiendo de los índices actuales. A diferencia de los gases ácidos, que se pueden calcular sobre promedios de factor de emisión con cierta exactitud, las emisiones de gases metálicos pueden variar entre plantas de carbón y de petróleo y dentro de ellas mismas. Estas variaciones se deben a las diferencias en el carbón o el petróleo quemado por las plantas, si la planta está en un área controlada o no controlada, y a otros factores.

No obstante, y a manera de observación general, si para 2007 el gas natural se convierte, como lo sugieren los datos de NEWGen, en el combustible elegido por la mayoría de las nuevas estaciones generadoras, entonces es poco probable que los contaminantes atmosféricos peligrosos muestren un aumento significativo. Esta observación se basa en las conclusiones de un informe presentado por la EPA al Congreso, que señalan que las emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos (CAP) de plantas alimentadas con gas son “insignificantes”⁶⁹. Al mismo tiempo, si los cambios en la mezcla de combustible distintos a los sugeridos en los datos de NEWGen ocasionan un incremento en las plantas de carbón y petróleo, entonces se incrementará el nivel de emisiones de gases ácidos que actualmente caracteriza a este sector.

Hidroelectricidad

Los datos de NEWGen comprenden 50 nuevas plantas hidroeléctricas en etapa de planeación en América del Norte, la mayor parte de ellas en Canadá.

Como ya se mencionó, es difícil evaluar los efectos ambientales de nuevos proyectos hidroeléctricos si no hay información sobre su ubicación específica ni sus características de construcción y operación. Sin embargo, reiterando las conclusiones de la Comisión Mundial de Represas (World Commission on Dams), el Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energía, el tamaño cuenta: la magnitud de los daños al medio ambiente que ocasione la hidroelectricidad futura dependerá en gran medida de las dimensiones de dichos proyectos.

Para atenuar algunos efectos ambientales, una premisa razonable es que los avances en diseño y tecnologías para atenuar dichos efectos negativos se incorporen a los nuevos proyectos. Estos adelantos son, por ejemplo, turbinas menos destructivas (inocuas) para los peces, terrazas para peces, pantallas y otras mejoras destinadas a mitigar los daños a los peces de agua dulce. Sin embargo, los requisitos mínimos de flujo y otras trabas para modificar flujos —al parecer la medida más importante para limitar el daño ambiental— casi nunca rebasan los que imponen los organismos reguladores (o los que surgen de acuerdos negociados).

El proceso de renovación de licencias a unas 400 plantas hidroeléctricas en Estados Unidos es de suma importancia para determinar resultados ambientales a futuro, no sólo de las plantas ya en operación, sino también de las nuevas. En Estados Unidos, cada 30-50 años los proyectos hidroeléctricos que no son jurisdicción federal deben obtener de la *FERC* nuevas licencias de operación. Dicho proceso ofrece la oportunidad de agregar disposiciones ambientales a las licencias, revocar o mantener las disposiciones existentes, y también la posibilidad de que las licencias no sean renovadas.

⁶⁹ EPA (1997), *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generation Units – Final Report to Congress*, volumen 1.

Hace poco el DOE señaló que en los procedimientos individuales de renovación de licencias se están dejando pasar oportunidades para mejorar el equipo y los procedimientos ambientales. Entre las razones sugeridas para la revocación están las limitaciones que las medidas ambientales imponen a la producción hidroeléctrica. Ciertas estimaciones citadas en un informe reciente del DOE sugieren que tales pérdidas son del rango de 1 a 8%⁷⁰. Varias organizaciones no gubernamentales, principalmente American Rivers, también han señalado que los procedimientos de otorgamiento de nuevas licencias pueden revocar importantes medidas de protección ambiental ya en vigor.

Factores que pueden afectar los resultados ambientales

En primer lugar, la mezcla de combustibles mencionada en los datos de NEWGen es de importancia en los resultados ambientales a futuro. Aun cuando son menos limpias que las fuentes renovables, las turbinas de gas natural y de gas de ciclo combinado producen niveles menores de CO₂, SO₂, NO_x y de contaminantes atmosféricos peligrosos por unidad de electricidad generada, en comparación con el carbón o el petróleo. Por ejemplo, con base en los promedios nacionales de Estados Unidos, el gas natural produce 40% menos de CO₂, 99% menos de SO₂, una sexta parte menos de NO_x y 99% menos mercurio que el carbón por unidad de electricidad generada.

La pregunta clave desde la perspectiva ambiental es si se dará la expansión hacia el gas natural, (o, en el caso de México, la conversión) o si los aumentos en los precios del gas natural alejarán las inversiones hacia otras fuentes de combustible. Se tienen indicios de que, con el tiempo, los precios del gas natural —que a la fecha de este informe son comparativamente bajos— pueden volver a subir. Los analistas de la industria sugieren que después de años de expansión, la industria del gas puede estar enfrentando su primera escasez de suministro prolongada, en el preciso momento en que las compañías eléctricas estadounidenses y mexicanas han anunciado un gran interés en el gas⁷¹. Los índices de descubrimiento de gas natural continúan a la baja, los productores de gas ya casi alcanzaron su capacidad y es cada vez más difícil encontrar gas natural al que se pueda tener acceso con facilidad. Sin lugar a dudas, durante más de una década ha habido una brecha entre oferta y demanda en el mercado estadounidense y el déficit se ha cubierto con importaciones de reservas excedentes de Canadá y otros lugares. No obstante, a finales de los noventa empezaron los indicios de que las reservas de gas de Canadá a las que se podía acceder con facilidad ya habían llegado a su topo de capacidad.

Hace poco, el *Williams Capital Group* declaró que “la oferta de gas natural no proporciona el respaldo necesario para generar electricidad nueva y suficiente que satisfaga nuestra proyección de crecimiento de la demanda de electricidad a largo plazo, que es de 3%”⁷². Asimismo, el Energy Modeling Forum menciona que su expansión proyectada en gas natural no será tan pronunciada si los precios del energético siguen altos.

No está claro hacia dónde se movería la expansión planeada, y hasta qué grado, si suben los precios del gas natural. Sin embargo, algunos analistas de la industria consideran que el carbón desplazará en el gas natural en la expansión planeada actualmente. Por ejemplo, el Consejo

⁷⁰ Hunt and Hunt, 1998 citado en “Scenarios for a Clean Energy Future” del DOE.

⁷¹ Entre otros factores que podrían influir en los resultados ambientales en años futuros están los adelantos tecnológicos en energía limpia, como las celdas de combustible con hidrógeno, y el grado de desarrollo de la generación distribuida en el subcontinente.

⁷² Williams Capital Group. 2001. *US Electricity Supply & Demand Analysis: Tight Gas Supplies Tell the Story*. WCG, Nueva York. El periodo de proyección es hasta 2010.

Nacional de Energía de Canadá menciona que la volatilidad del gas natural está renovando el interés de los inversionistas en la construcción de plantas generadoras a base de carbón para satisfacer la demanda proyectada de electricidad en el futuro⁷³. No obstante, el grado de esta transición del gas a otros combustibles fósiles será determinado (en parte) por diferentes elasticidades de precio de la demanda, tanto por la elasticidad-precio del gas natural como por la de precios cruzados de la demanda del gas, carbón, petróleo, fuentes nucleares e hídricas⁷⁴.

Hay cambios recientes en la mezcla de combustibles en Estados Unidos que dejan ver que el carbón ha sido el combustible sustituto elegido durante las abruptas subidas de precio del gas natural de 2000 y 2001. Durante este periodo, el uso del carbón en ese país tuvo un gran incremento, y las proyecciones de la industria sugieren que al cierre de 2001 se batió el récord de todos los tiempos en el uso del carbón en Estados Unidos —casi 1,085 millones de toneladas. Esto representa un incremento total de 21 millones de toneladas con respecto a 2000⁷⁵.

También hay señales de que con la importancia dada por el actual gobierno de Estados Unidos a la seguridad energética, las políticas favorecen mucho el carbón. En febrero de 2001, el presidente Bush declaró: “El carbón será fundamental para la política energética de este gobierno,

⁷³ National Energy Board (2001), *Trends and Issues*, Calgary, Canadá. Entre los factores más importantes que afectaron al sector eléctrico el año anterior estuvo el fuerte aumento en los precios del gas natural. Por ejemplo, en Estados Unidos, los precios comerciales de este producto subieron 70% entre febrero de 2000 y 2001, contribuyendo en parte a la crisis energética de California de finales de 2000 y principios de 2001. Los precios alcanzaron su punto máximo a principios de 2001 y estuvieron descendiendo de febrero a septiembre. Gran número de analistas anticipan que tales precios continuarán bajando hasta 2003, después de lo cual se espera que los excedentes actuales de gas natural se exploten a toda su capacidad. Después de 2003, la explotación de reservas conocidas será más cara, y se espera que las propias reservas se hagan cada vez más escasas y que entre 2003 y 2006 la volatilidad de precios ceda a un incremento de precio estable en el gas natural.

⁷⁴ Los cambios en el precio y la disponibilidad de un combustible por lo general empujan la demanda hacia otros combustibles. El grado de dicha transición es una función de la elasticidad de precio cruzado de oferta y demanda de los combustibles que son los principales insumos para la generación de electricidad. Obviamente, en los casos en que las elasticidades-precio y de los precios cruzados del combustible son pequeñas, los cambios en la demanda final inducidos por el precio también serán pequeños. Sin embargo, si la diferencia entre la elasticidad de precio de cada combustible es más grande que la elasticidad de la demanda de todas las fuentes, ocurrirán importantes cambios en el mercado. Las estimaciones de Atkinson y Manning (1992), resumidas en Martin (1998), muestran que la elasticidad-precio de demanda de toda la energía es en promedio -0.2. Sin embargo, la elasticidad de la demanda de cada combustible fósil al parecer es mucho mayor, con valores por arriba de 1.0 y hasta 2.0. Martin observa que cuando las elasticidades-precio son grandes, las elasticidades de precio cruzado usualmente también son grandes, lo que sugiere una mayor propensión hacia la sustitución de productos combustibles. A continuación se muestran estimaciones de Jones (1996) sobre elasticidades-precio y, más importante aún, las elasticidades de precios cruzados de demanda por uso directo de los principales combustibles fósiles:

Elasticidades de demanda a largo plazo en el sector industrial del G-7			
	Carbón	Petróleo	Gas
Carbón	-1.55	0.72	0.15
Petróleo	0.63	-2.23	0.78
Gas	0.13	0.79	-0.86

Fuente: Jones, C.T. (1993), “A Pooled Dynamic Analysis of Interfuel Substitution in Industrial Energy Demand by the G-7 countries”, *Applied Economics*, 28:815-21. También citado en Martin (1998), J. Atkinson y N. Manning (1995), “A Survey Of International Energy Elasticities”, en Barker, T., Ekins, P., y N. Johnstone, eds., *Global Warming and Energy Demand*, Routledge, Londres.

⁷⁵ Illinois Clean Coal Institute, <www.icci.org>.

dirigida a reducir la dependencia del petróleo extranjero y evitar crisis como la de escasez de energía de California”. Cabe suponerse que después de los ataques terroristas de septiembre de 2001 a Estados Unidos, el interés en la seguridad energética será aún más fuerte que el señalado en el informe de la Política Nacional de Energía de mayo de 2001. Algunos analistas (por ejemplo, los del *Financial Times Energy*)⁷⁶ sugieren que esos acontecimientos reforzarán la determinación de reducir la dependencia del abastecimiento de petróleo del extranjero, fortalecer más los lazos regionales y explorar y explotar fuentes de energía locales. (A este respecto, el *Illinois Clean Coal Institute* asevera que sus reservas probadas de carbón subterráneo y superficial en Estados Unidos superan los 500,000 millones de toneladas cortas.)⁷⁷

Para darnos una idea de cómo responderán los mercados futuros a los cambios en precios relacionados debidos a la competencia, basta estudiar la historia reciente. Un análisis determina que las condiciones recientes son favorables para el resurgimiento del carbón. En apoyo de este documento de discusión, la CCA patrocinó un análisis retrospectivo de los cambios de la mezcla de combustible derivados de mercados competitivos en Estados Unidos, y sus implicaciones ambientales. Concretamente, el análisis comparó las emisiones proyectadas contenidas en el estado final de impacto ambiental (FEIS) de la *Order 888* (1996) de la *FERC*, con las emisiones verificadas de 2000.

El informe determinó que las emisiones proyectadas en los escenarios competitivos subestimaron los niveles de emisiones reales, y que el escenario de la *FERC* que más se parecía a las tendencias reales en las emisiones fue el escenario “la competencia favorece al carbón”. Para Estados Unidos en general, el FEIS contiene emisiones proyectadas de NO_x para 2000 de 5.4% por debajo de las emisiones reales para el caso base (a favor del carbón) y 4.3% por debajo del escenario de “la competencia favorece al carbón”. Las emisiones proyectadas de CO₂ por todo el país para 2000 fueron 8.5% menores a las reales en el caso base y 7.9% en el caso de “la competencia favorece al carbón”.

En resumen, al 2000 el escenario “la competencia favorece al carbón” subestimó las emisiones reales por un margen significativo. Todas las regiones examinadas mostraron un importante aumento en la generación con carbón entre 1996 y 2000, con el fin de satisfacer una demanda superior a la esperada. El estudio también demostró que no ocurrieron las predicciones de que la generación a bajo costo en el medio oeste y el sureste llevarían a exportar a otras regiones. Sin embargo, estas regiones incrementaron la generación con carbón para satisfacer una demanda superior a la esperada en las mismas⁷⁸.

QUINTA SECCIÓN: SUBSIDIOS Y LA INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS AMBIENTALES

Mercados y fijación de precios

A pesar de las numerosas incertidumbres relacionadas con la reestructuración y con la integración del mercado, resulta claro que con mercados competitivos los precios son de crucial importancia para conformar hasta cierto punto la oferta, demanda, inversión y decisiones tecnológicas. Con la formación de precios en los mercados de electricidad, muchos productos y servicios que anteriormente habían sido resguardados de los mercados por los monopolios u oligopolios ahora tienen un precio y son objeto de comercio. Para encontrar los mejores precios, miles de

⁷⁶ Roberts, John, 2001, Attacks to Throw World Energy in Turmoil, Energy Insight Today, FTEnergy.com.

⁷⁷ Véase <www.icci.org/fact.html>.

⁷⁸ Véase Woolf y col. (2001).

corredores, intermediarios, “mercaderes” o proveedores de electricidad y otros agentes toman decisiones sobre la venta de electricidad en tiempo casi real⁷⁹.

Considerando que las fallas de información en los mercados de electricidad representan una causa importante tanto de fallas en el mercado como de degradación ambiental, las mejoras continuas en la formación de precios así como estructuras y precios transparentes y eficientes deben generar tanto ganancias en eficiencia como creación de nuevas oportunidades de políticas ambientales basadas en los precios. Estas oportunidades ambientales abarcan dos amplias áreas.

En la primera, los mercados competitivos proporcionan a los clientes más opciones de compra de productos y servicios de opción ambiental. Al explicar las amplias metas de la reestructuración, la *FERC* señala que la mayor competitividad de los mercados de electricidad ha “hecho que se tenga un mayor conocimiento de las necesidades del consumidor”⁸⁰. Hasta qué punto los usuarios están conscientes de los efectos ambientales de la electricidad que utilizan, y cómo y cuánto están dispuestos a comprar electricidad renovable y productos y servicios de eficiencia energética, son preguntas que están recibiendo respuesta de diversos esquemas de mercado dirigidos a los consumidores⁸¹. Algunos de ellos son las iniciativas de precios “verdes” o ecológicos ofrecidos por compañías eléctricas, sistemas de certificación de electricidad verde o renovable y productos y servicios a los que se les han conferido etiquetas verdes por uso eficiente de la energía. Estos y otros sistemas se describen en la sexta sección.

La segunda área en la que los precios pueden reducir los efectos ambientales tiene que ver con una noción general de “poner el precio que corresponde”. La noción de corregir precios para reflejar los daños al medio ambiente constituye el compromiso base de los tres gobiernos de América del Norte ante el principio “quien contamina paga” adoptado en la OCDE. Con la introducción de precios más eficientes en el mercado de electricidad de América del Norte, se asegura que los ciudadanos se darán más cuenta de los daños ambientales que hasta ahora permanecen “fuera del dominio de los mercados, sin que se sepa de dónde vienen, sin precio y sin que nadie rinda cuentas de ellos”⁸². En resumen, un método transparente de establecimiento de precios puede presentar nuevas oportunidades para incorporar varios de los efectos secundarios ambientales que caracterizan al sector.

Sin lugar a dudas, cuando el ciudadano paga la factura de electricidad no paga ni la más mínima parte del costo de la contaminación ocasionada. Los efectos ambientales secundarios van desde el cambio climático y lluvia ácida hasta pérdidas de hábitats y biodiversidad y riesgo de contraer cáncer por la emisión de grandes cantidades de mercurio y metilmercurio —que se han asociado directamente con la neurotoxicidad⁸³. La generación de electricidad en plantas a base de petróleo

⁷⁹ Para un excelente análisis del papel que los mercados al contado a corto plazo desempeñaron en la crisis eléctrica de California, véase R. Cavanagh (2001), “Revisiting ‘the Genius of the Marketplace’: Cures for the Western Electricity and Natural Gas Crises”, *The Electricity Journal*, junio de 2001.

⁸⁰ FERC (2000), *State of Markets*, Washington.

⁸¹ Véase, por ejemplo, Farhar, B.C., 1999, *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources*, NREL, Golden, Colorado, CCA (Comisión para la Cooperación Ambiental), 2001b, *Mercado para la electricidad renovable en las industrias de México*, Montreal, o Rowlands, Ian, Daniel Scott y Paul Parker. 2000. *Ready to Go Green?: The Prospects for Premium-Priced Green Electricity in Waterloo Region, Ontario*. *Environments* 28 (3).

⁸² Theodore Panayotou, “*Green Markets: The Economics of Sustainable Development*”, International Center for Economic Growth, 1993.

⁸³ En su informe al Congreso, la EPA concluyó, previas evaluaciones de riesgo de los principales contaminantes atmosféricos peligrosos provenientes de plantas generadoras alimentadas con petróleo y carbón, que “...la información disponible indica que las emisiones de mercurio de las compañías eléctricas

y carbón también emite cantidades pequeñas de dioxinas, arsénico, radionucleidos y otras emisiones peligrosas y tóxicas. Ya se dispone de un corpus científico considerable que asocia la generación de electricidad con combustibles fósiles a daños a la salud humana y al medio ambiente y evalúa los efectos de tales daños (véase recuadro 1).

Recuadro 1 – Efectos de la generación de electricidad en la salud

Un estudio reciente realizado por Levy y col. analizó las emisiones de contaminantes de dos plantas generadoras alimentadas con carbón de Nueva Inglaterra: la planta de la bahía de Salem, con capacidad de 805 MW que quema un millón de toneladas de carbón al año, y la planta de Brayton Point, con capacidad de 1,611 MW, que quema alrededor de tres millones de toneladas anuales de carbón. El estudio examinó los costos para la salud humana de tres contaminantes emitidos por las dos plantas —SO₂, NO_x y partículas sólidas— que afectan una población de 32 millones de personas en las inmediaciones de las fuentes de emisión. Las conclusiones del informe son, entre otras, las siguientes:

- 53 fallecimientos prematuros al año están vinculados a la planta Salem, y 106 a Brayton Point;
- 570 consultas de emergencia al año están vinculados a la planta Salem, y 1,140 a Brayton Point;
- 14,400 casos de asma al año están relacionados con Salem, y 28,900 con Brayton Point;
- 99,000 incidentes diarios con sintomatología de vías respiratorias altas están vinculados a emisiones de Salem, y 199,000 a Brayton Point.

El estudio determinó que los riesgos para la salud son mayores cerca de las plantas —un tema que vuelve a plantear cuestiones de justicia ambiental relacionadas con la ubicación de nuevas plantas— y menores a medida que aumenta la distancia. También determinó que los efectos secundarios de las emisiones tenían impactos en la salud a más largo plazo que los efectos directos.

Determinó además que si las dos plantas redujeran su nivel de emisiones para cumplir con las normas federales de emisiones a la atmósfera de EU en vigor, los daños a la salud se reducirían en 280 millones de dólares estadounidenses al año en Salem Harbor, y en \$530 millones de dólares en Brayton Point¹.

Un estudio más reciente que utiliza técnicas de valuación compara el costo del viento con el del carbón. Como ya se mencionó, el costo de mercado de la generación de electricidad con carbón es bajo, de 3-4 centavos por kWh. Sin embargo, el estudio argumenta que si se tomaran en cuenta los 2,000 fallecimientos que ocurren cada año en Estados Unidos, más los 35,000 millones de dólares que el país ha pagado hasta la fecha como compensación por la antracosis, los costos reales del carbón serían mucho mayores. Los autores argumentan además que, si el carbón pagara sus costos totales entonces la generación eólica —que puede realizarse con 3 o 4 centavos por kWh, incluidos los costos de arranque de capital, ubicación, operación y desmontaje—, podría competir con el carbón en términos de precio⁸⁴.

En los últimos años, el papel de los subsidios ha recibido mucha atención de los ambientalistas.

Los subsidios y otras transferencias financieras cuya intención es equilibrar los precios mundiales y nacionales imponen numerosos costos económicos —incluidos costos de bienestar social en general—, así como diversos costos ambientales. Los subsidios pueden contribuir a un exceso de capacidad, a la inhibición del movimiento de capital y a la conservación de equipo viejo, ineficiente y perjudicial para el medio ambiente que, de no haber subsidios habría ya salido del mercado. Además del acentuado interés de economistas y ambientalistas en general, la capacidad de los gobiernos para utilizar subsidios se ha definido y limitado hasta cierto punto por reglas contenidas en tratados comerciales como el TLCAN y los acuerdos de la OMC en general. El surgimiento de métodos transparentes de fijación de precios en una red abierta puede hacer que a

son preocupantes para la salud pública y por tanto ameritan ulterior investigación y seguimiento”, EPA (1998), “*Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units – Final Report to Congress*”, vol. 1, Washington.

⁸⁴ Marck Jacobson y Gilbert Masters (agosto de 2001), “Exploiting Wind Versus Coal”, *Science*, Vol. 293.

las jurisdicciones incluidas dentro de la red les resulte más difícil gravar ciertas clases de subsidio.

Cálculo de los niveles de subsidio

Es difícil calcular los niveles exactos de subsidio en el sector eléctrico; la forma en que se hace el recuento de los subsidios depende en gran parte de su definición. La OCDE define subsidio como “un pago directo del gobierno para apoyar la producción, venta o compra de un bien o servicio”. Sin embargo, este límite a las erogaciones gubernamentales explícitas deja fuera numerosas intervenciones públicas indirectas (desde la subvención de costos de transporte de combustible hasta tasas de depreciación de capital), cuyos efectos de reducción de precios son similares al pago de subsidios directos⁸⁵.

El trabajo realizado por la OCDE y otros sugiere que los efectos ambientales de los subsidios se calculan mejor caso por caso, pero ello está fuera del alcance de este informe. No obstante, en general se pueden identificar tres categorías principales de subsidios a la electricidad:

- (a) Pagos directos a productores o consumidores;
- (b) Gastos fiscales, y
- (c) Apoyo a la investigación y el desarrollo.

Algunos de estos subsidios contribuyen a la degradación ambiental, pero otros —principalmente medidas que apoyan la investigación y el desarrollo (I&D) en energía renovable, las de apoyo a programas de eficiencia energética como los programas de mejora en el aislamiento u otros tipos de proyectos de apoyo a la conservación de la energía— tienen por objeto apoyar las metas ambientales. En consecuencia, casi todos los debates en torno a la remoción o eliminación de subsidios terminan estableciendo una clasificación entre los nocivos para el medio ambiente, benéficos, ninguna de las dos cosas o una combinación de ambas. Por ejemplo, un debate del Comité de Comercio y Medio Ambiente de la Organización Mundial de Comercio que ya ha durado seis años continúa girando en torno a cómo distinguir subsidios “verdes” de subsidios nocivos para el medio ambiente.

Sin embargo, como observación general, la OCDE menciona una distinción entre subsidios que apoyan resultados benéficos para el medio ambiente y aquellos que tienen efectos ambientales negativos⁸⁶.

⁸⁵ La OCDE ha tratado de determinar los niveles de subsidio directos e indirectos mediante el equivalente de subsidios al productor (ESP), que incluye áreas más amplias de apoyo de mercado como, por ejemplo, políticas gubernamentales que apoyan ciertos precios del productor, actividades de creación de mercado o prácticas de diferenciación de tecnología o productos o servicios. El ESP ha servido para identificar niveles de subsidios en el sector agrícola, pero ha sido de menor utilidad en la determinación precisa de los niveles de subsidio en el sector eléctrico. En consecuencia, la OCDE, el PNUMA y otros organismos tienden a basarse en estudios de caso reales para calcular los niveles de subsidio, sus efectos ambientales y las posibles ganancias ambientales que se obtendrían con su eliminación. OCDE, “Reforming Coal and Electricity Subsidies”, Annex 1 Expert Group on the UNFCCC, Working Paper No. 2, OCDE/GD(97)70, París, 1997.

⁸⁶ Esta distinción se reconoce, por lo menos en parte, en la Ronda Uruguay de la OMT. En el artículo 8 del Acuerdo sobre Subvenciones y Medidas Compensatorias se describen disposiciones para subsidios no recurribles (o exentos); éstas incluyen, en el artículo 8.2(c), medidas que abarcan inversiones para cumplir con “nuevas exigencias ambientales” (el TLCAN no contiene exenciones comparables.)

Los grandes subsidios estatales y provinciales, numerosos subsidios indirectos —especialmente del lado de los combustibles— son importantes y ameritan un análisis más integral. Los siguientes ejemplos servirán para identificar algunos de los subsidios, difícilmente todos, para la electricidad en América del Norte.

Canadá

En Canadá son numerosos los proyectos y políticas que apoyan la eficiencia energética, así como el desarrollo de tecnologías de generación más limpias. Varios de estos programas, respaldados por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, se describen en la sexta parte.

No obstante, la intervención en subsidios federales más grande del sector energético se relaciona con el apoyo ininterrumpido al proyecto de arenas bituminosas (Tar Sands) en Alberta. Se espera que dicho proyecto extraiga alrededor de 300,000 millones de barriles de petróleo, superando las reservas estimadas de Arabia Saudita. Los subsidios al proyecto (1997) fueron del orden de 600 millones de dólares canadienses, otorgados por la vía de medidas fiscales para diferir el costo de capital de desarrollo del proyecto.

Un informe de 1997 señalaba que mientras los subsidios federales para el sector de combustibles fósiles parecía estar disminuyendo, los subsidios al proyecto Tar Sands seguían siendo diez veces mayores que todos los programas de apoyo del gobierno federal a la eficiencia energética y a la energía renovable. Estos programas implican cambios a los requisitos de la Clase 4.1 del Código Fiscal, cuyo propósito es ayudar en el financiamiento de energía renovable sufragando las erogaciones en gastos de capital. A pesar de éstas y otras iniciativas, un informe difundido a finales de 1997 por el Comité sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Cámara de los Comunes de Canadá señaló que “aún falta mucho para que el campo de juego del sector de energía esté nivelado”, ya que la mayoría de las políticas federales fiscales está en favor de “industrias de energía convencionales con uso intensivo del carbón, a costa de la eficiencia energética y las fuentes renovables”⁸⁷.

Efectos ambientales del retiro de subsidio

Varios estudios e informes han analizado los efectos ambientales de los subsidios y las consecuencias de su eliminación. Gran número de estudios recientes se concentran en los sectores agrícola y pesquero, repletos de subsidios y otras distorsiones de precio. Sin embargo, la OCDE, el Banco Mundial, el Instituto Mundial para los Recursos Naturales y el Instituto Internacional para el Desarrollo Sustentable continúan haciendo un valioso trabajo en el cálculo de los beneficios para el medio ambiente de la eliminación de los subsidios. De nueva cuenta, parte de estos análisis se basa en conclusiones a partir de modelos. Por ejemplo, en los años 1990 la Agencia de Protección Ambiental de EU comisionó la elaboración de varios estudios para calcular los efectos de la reducción de los subsidios en las emisiones totales de CO₂. Uno de ellos⁸⁸, que utiliza un modelo de equilibrio general combinado con otros modelos, concluyó que la eliminación de 15,400 millones de dólares estadounidenses en subsidios en todo el mundo daría lugar a la reducción de 64 millones de toneladas de CO₂ para 2010, es decir, una reducción aproximada de cuatro millones de toneladas por cada mil millones de dólares de subsidios eliminados.

⁸⁷ Comité Permanente sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable (diciembre de 1997), “Kyoto and Beyond”.

⁸⁸ Jorgenson (1998).

Es interesante mencionar que el mismo estudio observó que los subsidios a la conservación de energía y a las fuentes renovables tuvieron el efecto de reducir los precios en los mercados, lo que a su vez provocó un incremento en las emisiones totales de CO₂. El informe señaló que reduciendo los subsidios también se reducirían las emisiones.

Como observación general acerca de los niveles de subsidio y sus efectos, el impacto de mercado relativo de los subsidios otorgados al sector de combustibles fósiles, en proporción al tamaño total de dicho mercado, es significativamente menor que los subsidios a la energía renovable.

Estados Unidos

En este país, el apoyo en subsidios federales directos para el uso primario de la electricidad alcanzó en 1999 un total aproximado de 4,000 millones de dólares estadounidenses, lo que representó una reducción aproximada de 1,000 millones de dólares con respecto al año fiscal 1992⁸⁹. Los subsidios totales del gobierno federal de EU al petróleo, gas natural, carbón y electricidad nuclear ascendieron a alrededor de 2,800 millones de dólares estadounidenses. De los combustibles fósiles primarios, el gas natural recibió el mayor subsidio del gobierno federal de EU (1,200 millones de dólares), la mayor parte en forma de deducción fiscal en apoyo a combustibles alternos, principalmente derivados de metano de lecho carbonífero y arenas compactas. Las erogaciones directas por energía renovable durante el mismo año fueron de casi cuatro millones de dólares.

Las erogaciones fiscales relacionadas con la electricidad primaria fueron de 1,700 millones de dólares estadounidenses (de 1999), más 700 millones de dólares adicionales por la exención del etanol del impuesto federal al consumo. En el ejercicio fiscal 1999, las dos deducciones fiscales más cuantiosas fueron para la producción de combustibles alternos, utilizadas para desarrollar metano de lecho carbonífero y arenas compactas (1,000 millones de dólares) y una bonificación porcentual por depreciación para los sectores del petróleo, gas y carbón.

La Oficina de Contabilidad General (*General Accounting Office*, GAO) de Estados Unidos calcula que desde los años 1970 ese país ha otorgado subsidios totales en apoyo a la energía renovable por más de 10,000 millones de dólares, y que gran parte del gasto total o de las deducciones fiscales se destinó a la energía eólica o solar. La GAO también calcula que el “carbón limpio” ha recibido alrededor de 119 millones de dólares en subsidios entre 1987 y 1998⁹⁰.

El presupuesto de EU propuesto para 2002 por la Oficina de Administración y Presupuesto (*Office of Management and Budget*, OMB) pide al DOE que destine 2,800 millones de dólares estadounidenses, más 2,100 millones adicionales en forma de beneficios fiscales, principalmente a “fuentes de energía tradicionales y alternativas”. En virtud de las propuestas de la OMB (a partir de finales de septiembre de 2001), se supone que el apoyo del gobierno federal a la conservación de la energía sea de 795 millones de dólares. En cuanto a los combustibles fósiles, la OMB señala que “los incentivos fiscales federales [fueron] concebidos principalmente para fomentar la producción o uso nacional de combustibles fósiles u otros”. Las numerosas

⁸⁹ Energy Information Agency (1999), “Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets, 1999: Primary Energy”, Department of Energy, <www.eia.doe.gov/oiaf/servicert/subsidy>.

⁹⁰ U.S. General Accounting Office (2000), “Clean Coal Technologies: Status of Projects and Sales of Demonstrated Technologies”, Washington, DC.

deducciones fiscales, incentivos y otras medidas incluidas en el presupuesto resultan demasiado extensas y complejas para resumirlas en este documento⁹¹.

Para 2002, los subsidios proyectados del DOE a la energía renovable ascienden a alrededor de 1,200 millones de dólares estadounidenses. Esta cantidad está ligada a los ingresos que se obtengan de la perforación propuesta de ANWR en Alaska.

Este recuento del apoyo directo otorgado por el presupuesto federal de EU al sector energético es útil para comparar, por ejemplo, los niveles de apoyo entre fuentes de energía primaria y renovable. Sin embargo, son numerosas las intervenciones de subsidios indirectos o secundarios que caracterizan al sector eléctrico, y estas intervenciones han sido objeto de diversos estudios y de estimaciones muy variables. Por ejemplo, una estimación —un estudio de 1997 realizado por *Management Information Services*— señala que los efectos acumulados de los subsidios a la energía de 1947 a 1997 ascendieron a 564,000 millones de dólares estadounidenses. Casi la mitad de los gastos totales fueron a la industria del petróleo en forma de gastos fiscales⁹².

Un estudio realizado en 1992 por la EIA calculó que las erogaciones directas (1992) en el sector eléctrico ascendieron a 3,900 millones, y los subsidios a I&D a 2,300 millones de dólares, de los cuales alrededor de la mitad se destinaron a energía nuclear. El estudio de la EIA también comparó la erogación financiera con el impuesto al consumo diferido por medio de exenciones o compensación de pasivos, y calculó un subsidio neto negativo de 2,400 millones de dólares estadounidenses.

Un segundo estudio preparado en 1992 —por *Alliance to Save Energy*— da una imagen muy diferente de los niveles de subsidio. Utilizando estimaciones de 1989, Alliance calculó una escala de subsidios totales en el sector eléctrico de EU de 27,000 a 46,000 millones de dólares estadounidenses. El estudio calculó subsidios con base en cualquier bien o servicio propiedad del gobierno (incluidos instrumentos de riesgo) que, de no haber subsidio, hubiera tenido que obtenerse en condiciones de mercado, y la carga fiscal en comparación con el tratamiento ordinario de una actividad comparable. El estudio incluyó varios programas que habían sido interrumpidos a la fecha de elaboración del mismo en 1992, principalmente la depreciación acelerada de maquinaria y equipo, calculada en 12,000 millones de dólares, que se eliminó a raíz de la Ley de la Reforma Fiscal.

México

En este país, los cálculos del presupuesto oficial del 2000 muestran que el subsidio anual al consumo de electricidad es de 3,400 millones de dólares estadounidenses. Gran parte de esta cantidad, aproximadamente 85%, se destina a compensar las tarifas eléctricas para usuarios residenciales y agrícolas. En cambio, los usuarios comerciales de electricidad no tienen derecho a tarifas subsidiadas.

El patrón y el nivel de los subsidios y su distribución en México han permanecido prácticamente constantes durante varios años. No obstante, entre 1999 y 2000 se introdujo un incremento marginal en subsidios, en apoyo a las tarifas residenciales. En los últimos 5-6 años han aumentado los esfuerzos para homogeneizar costos y precios para la mayoría de los sectores y — con las excepciones anteriores— los índices de subsidios parecen acercarse a 1 en el sector

⁹¹ Consúltese <http://www.whitehouse.gov/omb>.

⁹² Estos estudios fueron recopilados en un informe muy útil de la Agencia de Información de la Energía de Estados Unidos (1999).

eléctrico. Las estimaciones oficiales sugieren que la CFE no recibe subsidios directos del gobierno federal. No obstante, son numerosos los gastos fiscales que tienen efectos similares a los gastos por subsidios. Un ejemplo notorio es el aprovechamiento que se paga por derechos de explotación, que estipula el diferimiento de tasas fiscales en proporción al activo fijo total de la CFE.

Efectos similares a los subsidios que tienen las exenciones a los reglamentos y la diferencia entre reglamentaciones

El otorgamiento de exenciones a los reglamentos es, en efecto, un subsidio indirecto, que permite al receptor evitar los costos directos o indirectos que de otro modo tendría que cubrir por cumplir con los requisitos reglamentarios. Del mismo modo se genera un subsidio indirecto cuando un socio en un ambiente de libre comercio tiene requisitos regulatorios considerablemente menos estrictos que los de sus socios.

A este respecto, una de las principales preocupaciones de los ambientalistas continúa siendo el destino de más de 300 gigavatios de plantas generadoras de carbón en América del Norte que operan a un nivel muy inferior al de su capacidad total. La mayoría de ellas se encuentran en EU, y hasta ahora se han visto protegidas por las disposiciones de la Ley de Aire Limpio (*Clean Air Act, CCA*). La primera vez que se adoptó esta ley, hace más de 30 años, se otorgó una exención “de plantas viejas” a las plantas existentes, principalmente a aquellas alimentadas con carbón, con carácter temporal. Estas disposiciones se conservaron en enmiendas a la ley adoptadas en 1977 y 1990. En el caso de las estaciones generadoras también alimentadas con carbón, casi dos terceras partes fueron construidas antes de 1970. Se suponía que tales exenciones continuarían en vigor hasta el retiro de las plantas de carbón 20 o 30 años después.

Estas exenciones permiten a plantas viejas de carbón operar con niveles de emisión de contaminantes entre cuatro y 100 veces mayores que las plantas más recientes⁹³. Más de 30 años después de la primera promulgación de las cláusulas de exención originales, cientos de dichas plantas operan en Estados Unidos con importantes exenciones a los límites de emisiones de contaminantes atmosféricos y otros controles.

En mercados con buen funcionamiento, la competencia abierta acelera el retiro de equipos viejos y la adquisición de equipos nuevos y eficientes. Desde la perspectiva económica, las cláusulas para “plantas viejas” tienen efectos similares a los subsidios, ya que mantienen generadoras obsoletas e ineficientes que no podrían competir en mercados competitivos.

Las diferencias en prácticas de otorgamiento de licencias referentes a hidroelectricidad también generan quasi-subsidios. En EU, la mayoría de las plantas hidroeléctricas operan con licencias de 30 a 50 años que otorgó la Comisión Federal para la Regulación de la Energía (*Federal Regulatory Commission, FERC*). Desde 1986 la Ley Federal de Energía (*Federal Power Act*) ha estipulado que la *FERC* debe dar igualmente importancia a la protección ambiental a la hora de otorgar licencias⁹⁴. Por consiguiente, los nuevos proyectos presentados, así como los proyectos

⁹³ Cohen, A. 1997. “Unfinished Business: Cleaning Up the Nation’s Power Plant Fleet”. *Clean Power Journal*, verano.

⁹⁴ La Ley de Protección al Consumidor de Electricidad (*Electric Consumers’ Protection Act*) de 1986 estipula que “...al decidir si se otorga una licencia [para un proyecto hidroeléctrico], la Comisión, además de los propósitos de generación y desarrollo por los que se emiten licencias, también deberá tomar en cuenta los propósitos de conservación energética, la protección, atenuación de daños a peces y vida

existentes que buscan la renovación de su licencia tienen que sujetarse a normas ambientales significativamente más estrictas que las que estaban en vigor cuando se les otorgó la primera licencia, principalmente, en lo que respecta a normas de flujos.

SEXTA SECCIÓN: EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RECURSOS RENOVABLES

Desde las sacudidas de los precios del petróleo de los años 1970, la promoción del uso eficiente de la energía ha sido parte de las políticas energéticas de los tres gobiernos federales de América del Norte. Más de un cuarto de siglo de eficiencia energética nos ha dejado una lección clara y simple: suele ser más barato ahorrar energía ganando en eficiencia que construir y operar nuevas plantas. La eficiencia energética nos ha demostrado que es posible reducir la demanda total de electricidad y al mismo tiempo prestar servicios comparables e incluso mejores.

Sin duda alguna, saber cuánta de la futura demanda de electricidad puede absorberse mediante tecnologías de eficiencia demostrada es de suma importancia para nuestro futuro ambiental. Es decir, las proyecciones ambientales mencionadas en la tercera sección reflejan una visión de las necesidades de energía muy inclinada hacia la oferta, pero con la promoción de la eficiencia energética se podría reducir, quizás de manera sustantiva, la cantidad total de capacidad instalada nueva.

Entre mediados de los setenta y mediados de los ochenta, época en que los precios del petróleo eran altísimos, en Estados Unidos la eficiencia energética se incrementó 40%. Un informe de 1991 de la Oficina de Evaluación de Tecnología (*Office of Technology Assessment*) demostró que el uso eficiente de la energía podría reducir las emisiones de CO₂ entre 20 y 35%.

Estas ganancias se lograron prestando atención a unas cuantas áreas, sobre todo mejorando la eficiencia en construcciones habitacionales. Un informe de 1992 de la Academia Nacional de Ciencias (*National Academy of Sciences*) demostró que la opción menos costosa para obtener ganancias de eficiencia eran las mejoras energéticas en las edificaciones⁹⁵.

Programas de incentivos

Asimismo, un informe reciente del Consejo de EU por una Economía con Eficiencia Energética (*American Council for an Energy Efficient Economy*) demostró que en los últimos 20 años el DOE destinó un total de 712 millones de dólares estadounidenses a sus 20 principales programas de eficiencia energética y evitó costos en electricidad por casi 30 mil millones de dólares.

Casi todos estos programas se basan en el otorgamiento de incentivos a los consumidores. Por ejemplo, los programas pueden ofrecer bonificaciones a los consumidores que adquieran equipo de eficiencia energética, o premios a los mayoristas o minoristas por vender tal equipo.

En EU, durante la década de los noventa, además de los programas gubernamentales se instó, u obligó, a las plantas a presentar programas de eficiencia energética a sus clientes, y se estimaba que los costos de esos programas eran menores que los costos alternativos por nuevo

silvestre, así como su mejoramiento, (incluidos los correspondientes desovaderos y hábitats), la protección de oportunidades recreativas y la preservación de otros aspectos de la calidad ambiental.

⁹⁵ (DOE IWG) Department of Energy Interlaboratory Working Group. 2000. *Scenarios for a Clean Energy Future* (Oak Ridge, TN; Oak Ridge National Laboratory and Berkeley, CA; Lawrence Berkeley National Laboratory), ORNL/CON-476 y LBNL-44029, noviembre.

abastecimiento⁹⁶. A principios de esa década se esperaba que la inversión de las plantas en esos equipos rebasaría los 30,000 millones de dólares al finalizar la década⁹⁷.

No obstante, cuando la industria comenzó a fortalecerse con la desregulación de precios y la apertura de mercados a fuerzas competitivas, las centrales y sus instancias reguladoras redujeron los gastos “innecesarios”, incluidos muchos programas de gestión de lado de la demanda (DSM). El gasto general en la década ha sido 30% menor de lo que se esperaba, y el gasto anual es 60% menor, como se muestra en la siguiente gráfica.

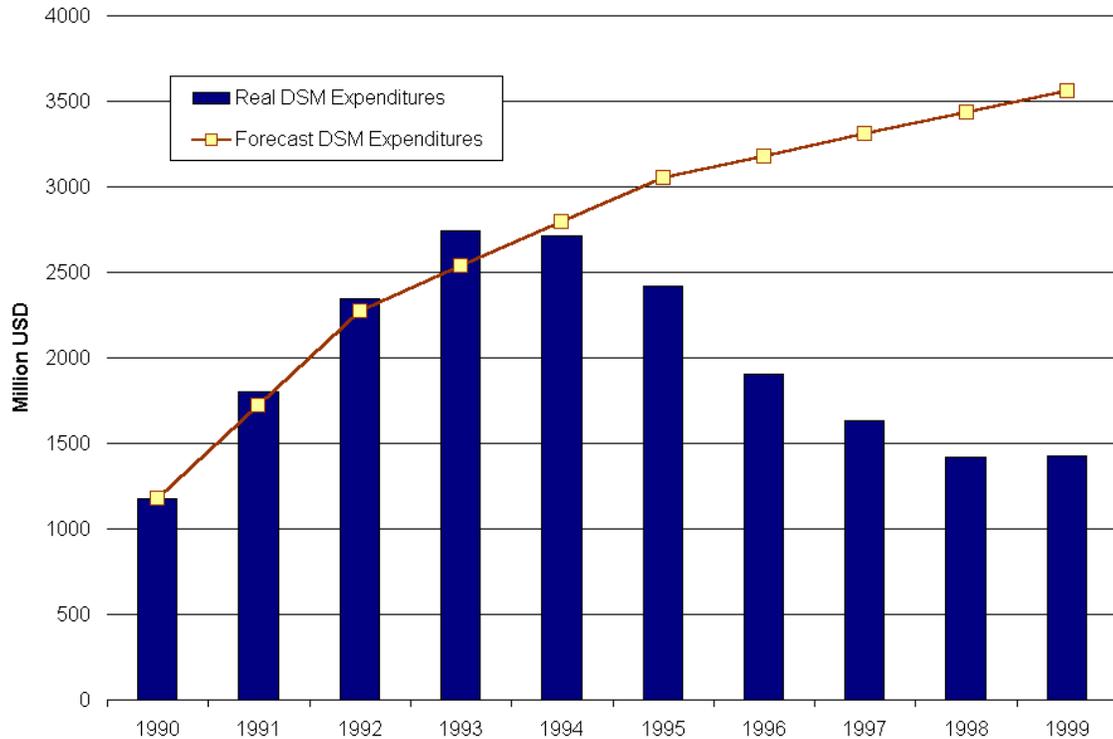


Imagen 4 – Predicción y gasto real de la gestión del lado de la demanda en plantas de EU (1990-1999)⁹⁸

Hacia finales de los años 1990 se empezó a recuperar el gasto en eficiencia energética, a raíz de la crisis de California en 2000-2001. Actualmente, 18 estados de EU han aprobado cargos por beneficios públicos (*PBC*, por sus siglas en inglés) que se utilizaron en programas de eficiencia energética, y otros estados están por aprobarlos⁹⁹. Tan sólo los 18 *PBC* aseguran casi mil millones de dólares en programas anuales de eficiencia para el sector eléctrico. La presentación efectiva de

⁹⁶ En muchos estados el costo base de abastecimiento tomaba en cuenta estimaciones de agentes ambientales ajenas a la generación de electricidad o abastecimiento y combustión de gas natural.

⁹⁷ Eric Hirst, 1993. *Electric-Utility DSM Program Costs and Effects: 1991 to 2001*, p.20 (version revisada).

⁹⁸ P. Dunsky, 2000. *L'efficacité énergétique: manuel pour la régulation des marchés monopolistiques et concurrentiels* (Montreal: Helios Centre). Elaborado para la Québec Energy Efficiency Agency, p. 33.

⁹⁹ Además, algunos proyectos de ley presentados ante las dos cámaras del Congreso de EU solicitaron la adopción de un monto nacional por beneficios públicos para financiamiento de la eficiencia energética (y, en algunos casos, otros bienes públicos).

los programas —ya sea por plantas, gobiernos, dependencias paragubernamentales u organismos sin fines de lucro— es diferente entre un estado y otro.

En Canadá, las plantas han reducido considerablemente sus esfuerzos de gestión del lado de la demanda desde mediados de los 1990, y los gobiernos casi nunca han respondido realizando mayores inversiones. Sin embargo, como continúa la presión de los mercados competitivos y los precios se hacen cada más volátiles, se ha suscitado una discusión con respecto a la posible implementación de *PCB* provinciales.

Etiquetado

Los consumidores interesados en comprar productos de eficiencia energética o *verdes* tienen muchas opciones a su alcance en el mercado de América del Norte para poder tomar decisiones fundamentadas. De los 75 programas de certificación y etiquetado ecológico vigentes en el mercado, los de eficiencia energética representan la categoría más importante.

Por el lado de la demanda al menudeo, son muy importantes las opciones para reducir la demanda total de energía y que permiten además mantener la prosperidad económica. Por ejemplo, en el mercado hay lámparas fluorescentes compactas que utilizan aproximadamente 75% menos energía que las lámparas comunes y duran diez veces más, lo que produce un ahorro considerable en los hogares.

En Canadá, el principal programa de etiquetado ambiental en vigor es Environmental Choice (*Elección Ambiental*). Environmental Choice, entidad cuyo nombre comercial es propiedad federal, creada en 1998 y administrada por la compañía independiente TerraChoice Inc., ha otorgado el *Ecologo* a aproximadamente 20 mil productos y servicios agrupados en casi cien categorías. Aunque varían las estimaciones de mercado precisas, las ventas totales aproximadas de productos y servicios etiquetados de acuerdo con este programa fueron de unos 3,500 millones de dólares canadienses en 2000.

Entre las categorías de productos de eficiencia energética están los electrodomésticos, que representan 20% del consumo total de electricidad en el hogar y más de 4% del consumo total de electricidad de todo Canadá. El programa *Environmental Choice*, al igual que muchos sistemas de etiquetado, utiliza hasta cierto punto el análisis de ciclo de vida: es decir, examina las características ambientales del producto durante su fabricación, así como su perfil de energía en uso final (en general, la electricidad total necesaria para fabricar un aparato electrodoméstico equivale a la electricidad que utiliza el aparato durante dos meses de uso). Los productos que abarca el programa son lavaplatos, equipos de oficina como telefaxes, fotocopiadoras e impresoras, baterías recargables, etcétera.

En México, a últimas fechas se han emprendido iniciativas para multiplicar los sistemas de etiquetado ambiental. Parte importante de tales iniciativas es el lanzamiento del Sello FIDE para productos con eficiencia energética y ahorro de electricidad. El programa se denomina Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE). Las categorías de producto del programa FIDE que revisten mayor importancia por el consumo de electricidad son, entre otras: compresores de aire, lámparas y focos, diversos aparatos eléctricos como acondicionadores de aire, refrigeradores y lavadoras, y equipos para ahorro de energía como sensores, fotoceldas y reguladores de tiempo. También hay programas de aislamiento térmico de viviendas y de financiamiento para la conservación de energía en regiones con clima cálido.

Estados Unidos cuenta con dos programas principales de etiquetado de productos y servicios. El primero, *Energy Guide*, es un programa de etiquetado obligatorio que proporciona información sobre la eficiencia energética de los productos, como refrigeradores, congeladores, lavadoras de ropa y de platos. Estas etiquetas obligatorias proporcionan una estimación promedio del costo anual de la electricidad necesaria para su operación.

El gobierno federal de Estados Unidos promueve niveles más altos de eficiencia energética, más allá de las normas de desempeño mínimas, mediante el programa *Energy Star*. Este programa de etiquetado abarca alrededor de 40 categorías de productos y más de 500 compañías de manejo ambiental. Una vez que una compañía o fabricante cumple con los criterios respectivos, adquiere el derecho a utilizar el sello de aprobación *Energy Star* en sus productos, en las campañas de promoción y publicidad de los productos, etc. Las principales categorías de artículos que ampara son equipo de oficina, como telefaxes, impresoras, copiadoras, computadoras y monitores; aparatos de alumbrado doméstico; letreros de salida; transformadores; equipo doméstico de calefacción y enfriamiento; aislamiento, y electrodomésticos ordinarios, como aparatos electrónicos, televisores y videocaseteras.

Este programa de etiquetado es parte de un sistema más amplio que abarca los programas *Energy Star New Homes*, *Energy Star Buildings* y *Energy Star Small Business*. Los productos y servicios admisibles al programa *Energy Star* se evalúan en función de su eficiencia energética. Entre los principales objetivos del sistema de etiquetado está la promoción de productos de eficiencia energética como medio para reducir la contaminación ocasionada por el uso de energía generada con combustibles fósiles. El programa calcula que en 2000 se evitaron más de 864,000 libras de emisiones de CO₂ gracias a los productos *Energy Star* y que para 2010 la reducción acumulada de costos obtenida con el programa superará los \$60,000 millones de dólares en ahorros de facturación de electricidad.

La Política Nacional de Energía de Estados Unidos dispone que, además de las oficinas, el programa *Energy Star* abarque escuelas, comercios, instalaciones médicas y hogares. Otra recomendación es que el programa se extienda al etiquetado de productos para incluir más aparatos.

En julio de 2001 la EPA dio un paso importante a escala internacional al anunciar un programa conjunto con el gobierno de Canadá (a través de *Natural Resources Canada*) que pone las etiquetas *Energy Star* a disposición de los consumidores canadienses.

Eficiencia energética: oportunidades del lado de la oferta

Ya se han obtenido considerables avances en el incremento de la eficiencia energética y en las normas de desempeño general de las tecnologías de generación de electricidad. Es difícil obtener resultados indiscutibles y normalizados de los niveles actuales de eficiencia operativa por planta generadora, medidos en función de las emisiones totales de contaminantes atmosféricos evitadas. Evidentemente, existen datos en tiempo real de las emisiones a la atmósfera de las principales plantas generadoras de Estados Unidos y constituyen la base de los análisis contenidos en la segunda y cuarta partes de este documento. En cuanto a las unidades de gas natural y carbón de ciclo combinado con gasificación, las ganancias de eficiencia al parecer son aproximadamente de 10% en comparación con las tecnologías de combustión de carbón convencionales¹⁰⁰.

¹⁰⁰ Eficiencias de 45 a 50% en comparación con los niveles actuales de aproximadamente 35%.
<http://www.fe.doe.gov/coal_power/gasification/index.shtml>.

Por ejemplo, el DOE de Estados Unidos señala que con sistemas de turbina avanzados se obtendrá un incremento de 60% en eficiencia en los próximos años¹⁰¹. Dentro del programa Visión 21 se están elaborando planes para ampliar la operación de plantas generadoras híbridas, con una meta a largo plazo de cero emisiones. Al amparo del programa “Carbón Limpio”, se espera que las tecnologías avanzadas del carbón —por ejemplo, tecnología de vapor supercrítica o tecnologías integradas de gasificación de ciclo combinado— sean competitivas en cuanto a costo en los próximos 10-20 años. Asimismo, se espera que las tecnologías como la de reducción catalítica selectiva, diseñada para reducir las emisiones de NO_x en plantas generadoras de carbón, sean utilizadas por la tercera parte de todas las plantas de carbón en los próximos años.

Una publicación reciente del DOE menciona los avances tecnológicos que se considera podrán mejorar entre 30 y 70% la eficiencia de generación de plantas que queman combustibles fósiles, reducir el costo de generación para fuentes renovables hasta el punto de lograr que la generación eólica tenga un costo competitivo y que el costo de generación solar fotovoltaica se reduzca 75% de aquí a los próximos 20 años¹⁰².

Energía renovable

Hay una gran brecha entre participación real y potencial de las energías renovables en el mercado; sin embargo, hay pruebas de que esta brecha se está cerrando un poco. En la Unión Europea, el Consejo de Ministros acaba de aprobar planes para duplicar, de 6 a 12%, su dependencia de la energía renovable en los próximos nueve años. En Alemania, la generación eólica tiene una capacidad de generación de 6,000 MW —la más grande del mundo—, mientras que en Dinamarca y España se obtienen apenas 2,000 MW de capacidad generada por el viento.

En Estados Unidos, la energía eólica tiene una capacidad de generación aproximada de 2,555 MW, pero se espera duplicarla para 2002. En cambio, en Canadá la capacidad de generación eólica total es de 140 MW. La mayor parte de dicha capacidad, alrededor de 100 MW, proviene de una estación ubicada en Gaspe y el resto principalmente de Alberta. La generación eólica total de México se limita a pequeños proyectos piloto; sin embargo, hace poco el estado de Oaxaca anunció que su capacidad actual aproximada de 2.1 MW de capacidad instalada de generación eólica se incrementará a 200 MW para 2010.

Los incentivos de mercado, compras directas de dependencias gubernamentales, la adopción de Normas sobre Portafolios de Energía Renovable (*RPS*, por sus siglas en inglés) y otras intervenciones de mercado continúan siendo parte importante del debate en torno a las fuentes renovables.

A la fecha, de los 22 estados que las han sometido a consideración, once han promulgado leyes que establecen Normas sobre Portafolios de Energía Renovable. En términos generales, las *RPS* estipulan que cierto porcentaje de la electricidad vendida por generadoras o proveedores en determinada jurisdicción sea producido por determinadas fuentes de electricidad. Por ello, las leyes en cuestión deben definir dos aspectos importantes – los porcentajes y las fuentes de electricidad “renovable” participantes.

El porcentaje estipulado varía entre 0.2% (Arizona) y 30% de las ventas (Maine), y en muchos casos aumenta con el tiempo. En unos casos, hay dos o más clases de fuentes, con distintas definiciones de admisibilidad y distintas escalas de porcentajes. Entre los diversos tipos puede

¹⁰¹ < http://www.fe.doe.gov/coal_power/turbines/index.shtml >.

¹⁰² DOE IWG 2000.

haber distinción entre fuentes “existentes” y “nuevas”, o entre grados de conveniencia ambiental. Las definiciones de admisibilidad se basan por lo regular en el tipo de generación y otras características, como tamaño de la planta.

En las once jurisdicciones existen 12 formas de generación de electricidad que se suelen considerar renovables. Es posible que la generación solar, eólica, de mareas y de biomasa sean las más conocidas. Por ejemplo, la mayoría de las jurisdicciones considera la hidroelectricidad como forma de producción renovable, pero otras (como Arkansas) no la consideran así. Con respecto a las restricciones al volumen de generación, algunas jurisdicciones no imponen restricción alguna; por ejemplo, Kansas considera renovable toda la generación hidroeléctrica, mientras que para Arizona sólo las instalaciones hidroeléctricas de menos de 5 MW producen electricidad renovable. Otros criterios establecen requisitos relacionados con el lugar de donde proviene el combustible (Arizona requiere que la biomasa provenga del mismo estado) o el tipo de tecnología utilizada para generar electricidad. Por ejemplo, Massachusetts considera que las estaciones hidroeléctricas son renovables sólo si no tienen embalses¹⁰³.

Se han establecido o se están proponiendo diversas deducciones fiscales y otros sistemas para apoyar la energía renovable. Por ejemplo, un incentivo fiscal estadounidense de 1.7 centavos por kWh ha tenido un efecto positivo en los productores. Entre los cambios propuestos al código fiscal canadiense por CARE Alliance están, por ejemplo, una Deducción de Energía Verde de 2-3 centavos por kWh a los consumidores, para ayudar a cubrir el sobreprecio de las fuentes renovables, y una deducción por inversión de 2 centavos por kWh para tecnologías de capital¹⁰⁴.

La disposición de los consumidores a pagar directamente un sobreprecio por electricidad de fuentes renovables ha sido tema de numerosas encuestas de mercado en Estados Unidos y Canadá. (Un documento de antecedentes preparado por la CCA en enero de 2001 contiene la descripción y discusión de las encuestas de mercado, y se puede consultar en línea en <<http://www.cec.org>>.) En octubre de 2001, la CCA y el Conae apoyaron la publicación de una encuesta de Gallup México que mide el grado de interés y la disposición de los consumidores industriales de México de comprar electricidad renovable. En la encuesta, la primera de su clase realizada en México, se entrevistó a las cien principales compañías consumidoras de electricidad de ese país. Los resultados de la encuesta sugieren que el sector industrial de México está muy interesado en comprar electricidad “verde” y que la fuente de energía preferida es la solar. Casi la mitad de los encuestados manifestaron estar dispuestos a pagar un sobreprecio de 10% por electricidad renovable, pero sólo 35% consideró que el costo adicional podría trasladarse a los consumidores¹⁰⁵.

En la misma reunión de octubre de 2001, la Secretaría de Energía de México anunció planes para incrementar el papel de la energía renovable en el país, señalando que las medidas se concentrarían en la electrificación rural. Los planes contemplan el otorgamiento de incentivos, reglas especiales para el acceso a la red gubernamental de fuentes verdes que generan energía de manera intermitente y la creación de un sistema de certificación para la generación de energía verde¹⁰⁶.

¹⁰³ Para más información consulte la base de datos de RPS de la CCA: www.cec.org/databases.

¹⁰⁴ CARE Coalition (2000), “Working together to Advance Renewable Energy.”

¹⁰⁵ Si desea mayor información sobre la encuesta, consulte el comunicado de prensa de la CCA en <http://www.cec.org/news/details/index.cfm?varlan=english&ID=2423>, o el documento de antecedentes en http://www.cec.org/pubs_docs/documents/index.cfm?varlan=english&ID=373.

¹⁰⁶ Véase <http://www.cec.org>.

Por supuesto, existe una relación inversa entre la disposición de los consumidores a pagar un sobreprecio más alto y la necesidad de deducciones fiscales u otros sistemas de apoyo del gobierno. En Canadá, se da el caso de que ciertos clientes están dispuestos a pagar un sobreprecio de 10% por la electricidad renovable: por ejemplo, Canada Hydro Developers —compañía generadora con pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas y de gas en el oeste de Canadá, la mayoría con certificación Ecológico— cobra a sus clientes un sobreprecio de 10% por la electricidad que les vende.

Opciones verdes en mercados abiertos

Además de los sistemas obligatorios de *RPS* existen otras tres vías impulsadas por la demanda y de carácter de mercado para ayudar a los consumidores a comprar electricidad de preferencia ambiental. La primera comprende sistemas de certificación de terceros para la electricidad verde como *Green E* y *Ecológico*¹⁰⁷. La segunda vía consiste en ofrecer información sobre la comparación de los impactos ambientales de diversas fuentes de energía. *Power Scorecard*, mecanismo de calificación preparado por seis grandes organizaciones ambientales, entre ellas Pace University Energy Project, Union of Concerned Scientists y Natural Resources Defense Council, compara la “huella” ambiental de cada producto de electricidad que se ofrece en los estados en los que el consumidor puede elegir la compañía suministradora¹⁰⁸. Scientific Certification Systems, en California, también ha creado su propio sistema para evaluar y comparar portafolios de energía¹⁰⁹.

El tercero y, con mucho, el más exitoso de los sistemas de mercado, consta de programas de precio verde de compañías eléctricas. En Estados Unidos, 85 compañías eléctricas de 29 estados han establecido o planean introducir programas de precio verde para los usuarios. Según análisis recientes del Laboratorio Nacional sobre Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*) de Estados Unidos, se calcula que estos programas representan 110 MW de capacidad instalada para fuentes renovables *nuevas*, y otros planes de desarrollo firmes para 172 MW de electricidad adicional¹¹⁰. Aun cuando entre las compañías no hay una definición uniforme de energía renovable, el combustible más buscado es el viento. El NREL menciona que el viento domina los programas de precio verde de las compañías eléctricas, en parte por su eficiencia económica en áreas con acceso a condiciones eólicas favorables, y en parte porque la ciudadanía ve con buenos ojos la energía eólica.

El sobreprecio varía entre los programas ofrecidos por las diferentes compañías eléctricas y puede ir desde 0.17 hasta 17 centavos por kWh. El primero corresponde a la electricidad generada a partir de viento, metano de relleno sanitario y energía solar, mientras que el último corresponde a electricidad exclusivamente solar. El cuadro 10 presenta a continuación las diez principales compañías eléctricas que apoyan fuentes de generación renovable por medio de programas de precio verde:

¹⁰⁷ Existen poco ejemplos de sistemas de declaración voluntaria, por iniciativa de la propia parte —entre ellas, por ejemplo, la etiqueta de Hydro Quebec, que muestra su nivel de emisiones de contaminación atmosférica generada por centrales hidroeléctricas de gran escala, aunque omite toda referencia a los impactos ambientales vinculados con las presas de gran escala.

¹⁰⁸ Ver <http://www.powerscorecard.org>.

¹⁰⁹ Ver <http://www.scs1.com/index.shtml>.

¹¹⁰ Blair Swezey y Lori Bird (agosto de 2001) “Utility Green Pricing Programs: What Defines Success?” National Renewable Energy Laboratory, NREL TP.620.29831.

Cuadro 10 – Las 10 centrales eléctricas más importantes que apoyan las nuevas fuentes de generación de energía renovable			
Lugar	Compañía	Recursos utilizados	Capacidad
1	Los Angeles Department of Water and Power	Viento y otros	25.0 MW
2	Austin Energy	Viento-PV	23.2 MW
3	Public Service of Colorado	Viento	15.7 MW
4	Sacramento Municipal Utility District	Metano de relleno sanitario-PV	10.2 MW
5	Madison Gas and Electric	Viento	8.2 MW
6	Wisconsin Electric	Viento-agua-metano de relleno sanitario	7.2 MW
7	Eugene Water and Electric Board	Viento	6.5 MW
8	Wisconsin Public Power Inc.	Agua	6.0 MW
9	Platte River Power Authority	Viento	5.3 MW
10	Alliant Energy	Viento-metano de relleno sanitario	4.6 MW

También tenemos muestra del interés del consumidor por apoyar la energía verde en las decisiones de compra de energía verde por parte de muchas grandes compañías y de municipios, autoridades estatales y federales y gobiernos federales. Por ejemplo, a principios de 2001 el estado de Nueva York anunció que para 2010 el 20% de sus compras de electricidad serían de electricidad generada a partir de fuentes renovables. Asimismo, el gobierno federal de Canadá anunció que para el año 2006, 20% de sus compras de electricidad serán de fuentes renovables. En una iniciativa relacionada, y con apoyo del Instituto Mundial para los Recursos Naturales y el Business for Social Responsibility Educational Fund, el Grupo de Desarrollo de Mercado para la Electricidad Verde (*Green Power Market Development Group*) —integrado por General Motors, IBM y otras grandes empresas— tiene planeado comprar 1,000 MW de electricidad de nuevas fuentes renovables para 2010¹¹¹.

Definición de energía renovable

El incipiente mercado de electricidad de América del Norte presenta la oportunidad (y también el reto) de que los tres países comiencen a trabajar en la definición común de “energía renovable”. La Asociación Eléctrica de Canadá menciona que sus agremiados “consideran de capital importancia que el gobierno canadiense manifieste una postura clara y uniforme con respecto a la definición de... ‘electricidad verde’ renovable”.

La falta de una definición común para fuentes renovables es de particular interés para los productores de hidroelectricidad a gran escala, ya que en ciertas jurisdicciones quedan excluidos

¹¹¹ Consulte www.thegreenpowergroup.org.

de esta designación¹¹². Como se ha comentado, algunas *RPS* excluyen toda la hidroelectricidad, y otras excluyen las centrales hidroeléctricas que rebasan determinado tamaño, argumentando que la formación de grandes embalses retenidos por altos diques causa daños al medio ambiente natural.

De hecho, hace poco la Agencia Internacional de Energía adujo la posibilidad de que todo proyecto eléctrico a gran escala esté reñido con la meta del desarrollo sustentable¹¹³. No obstante, continúa el legítimo debate en torno a las cuestiones de escala, a los efectos ambientales comparados de diversas fuentes de combustible y tecnologías y a lo que significa exactamente “renovable”. Así, pues, las definiciones divergentes de “energía renovable” siguen siendo fuente de controversia entre productores de electricidad competidores, y posible fuente de conflicto con respecto a las reglas de comercio¹¹⁴.

Evitar controversias comerciales es, sin lugar a dudas, una meta importante; pero otra razón para definir la electricidad renovable con mayor claridad es que ésta podría ser la clave para potenciar los beneficios ambientales. Por ejemplo, la experiencia obtenida con los programas de “precios verdes” ofrecidos por diversas compañías eléctricas demuestra que la noción de renovabilidad será más efectiva cuanto más simple. Si hay demasiadas definiciones, esta rivalidad puede generar desconfianza en el usuario, así como cierta sensación de “cansancio” por exceso de etiquetas o certificaciones.

La claridad en la definición no es un fin en sí misma, ni un mero intento de llamar a las cosas por su nombre. La meta de las iniciativas de armonización en esta área es alcanzar normas ambientales comunes, claras y predecibles al más alto nivel para el mercado de América del Norte.

SÉPTIMA SECCIÓN: EVALUACIONES DE IMPACTO AMBIENTAL Y PLANEACIÓN DE RECURSOS INTEGRADA

Se necesitará un grado de cooperación regional sin precedentes para obtener los máximos beneficios ambientales del comercio transfronterizo de electricidad y al mismo tiempo evitar o por lo menos mitigar sus impactos negativos en la salud humana y de los ecosistemas, sobre todo en regiones con posibilidades de atraer nuevos intereses de generación de electricidad, y en las que posiblemente haya que incluir, entre las consideraciones ambientales, cuencas atmosféricas e hídricas completas, así como corredores de vida silvestre (o ecosistemas complejos). Diversos mecanismos bilaterales¹¹⁵ han demostrado, y continuarán demostrando, su utilidad para atender aspectos de planeación y evaluación regionales y transfronterizos que han surgido de la ubicación de instalaciones y de las correspondientes mejoras de infraestructura necesarias. No obstante, aún

¹¹² Hydro-Quebec ha manifestado estos problemas en un documento que presentó a la CCA, y el gobierno canadiense lo ha hecho mediante cartas dirigidas a varios legisladores estadounidenses. Hydro-Québec, *Environment and Electricity Restructuring in North America*, estudio presentado a la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte, junio de 2000: <www.cec.org>.

¹¹³ IEA, *Towards a Sustainable Energy Future*, 200: <www.iea.org/public/studies/futurehigh.pdf>

¹¹⁴ Las cuestiones comerciales derivadas de las *RPS* se exponen en la Octava sección.

¹¹⁵ Varias de las organizaciones o acuerdos binacionales que participan, en una forma u otra, con la planeación transfronteriza son: la Comisión Conjunta Internacional, la Comisión Internacional de Límites y Aguas, la Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza, el North American Development Bank, el Convenio entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre Cooperación para la Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente en la Zona Fronteriza (Convenio de La Paz). Otros muchos acuerdos transfronterizos de naturaleza federal, local, estatal y provincial ofrecen importantes oportunidades de planeación y evaluación regional.

quedan importantes vacíos por llenar. Como se describe a continuación, persisten inquietudes fundamentales en cuanto al acceso a información y a la participación efectiva en los procesos de toma de decisiones relacionadas con proyectos que pueden, ya sea de manera individual o en conjunto, ocasionar impactos transfronterizos o de gran alcance.

Como se ha mencionado, a consecuencia del cambio a mercados de electricidad competitivos, en muchos lugares se abandonaron los procesos realizados por el sector público para atender estos problemas de planeación a escala de la industria, del estado o de la provincia mediante la planeación integrada de recursos (IRP, por sus siglas en inglés). Sin embargo, la extrema volatilidad que ha caracterizado los mercados eléctricos durante los últimos dos años ha hecho que se busque revitalizar esos procesos de planeación a escala del estado o de las plantas. Las herramientas desarrolladas para las *RPS* siguen siendo importantes, pero aún hay mucho trabajo por hacer para aplicarlas en el contexto de los mercados reestructurados.

Los impactos transfronterizos y de gran alcance y su evaluación

Con frecuencia, las repercusiones ambientales debidas a las formas de generación de electricidad más convencionales rebasan los confines de su lugar de origen. Las propiedades de desplazamiento a mediano y gran alcance que poseen los precursores del ozono (SO₂, NO_x), la lluvia ácida, las partículas y el mercurio (por mencionar algunos) están bien documentadas. Otras emisiones, como el CO₂ y los gases que agotan la capa de ozono, son de preocupación mundial, independientemente de su lugar de procedencia. Los contaminantes o las alteraciones a los hábitat pueden incluso afectar la biodiversidad, dañando especies alejadas del sitio de actividad. Así sucede en especial con las especies migratorias que dependen de corredores y ecosistemas especializados en múltiples regiones.

Los impactos de los grandes proyectos en el medio ambiente local, incluidos los asociados a la generación y transmisión de electricidad, generalmente se evalúan para dar cumplimiento a las respectiva legislación estatal, provincial o federal. Para ello, a menudo se aplican evaluaciones de impacto ambiental (EIA) que, entre otras valoraciones, consideran el alcance del proyecto en cuestión, estiman los posibles impactos ambientales y evalúan las medidas de mitigación, en su caso¹¹⁶. En general, los proyectos de generación de electricidad que no están sujetos a procedimientos formales de EIA son objeto de algún tipo de examen por la vía de los procedimientos estatales, provinciales o locales de otorgamiento de permisos, pero es posible que tales procedimientos tengan un enfoque menos disciplinado en la evaluación de impactos acumulados y de gran alcance, y que no examinen los impactos en todos los medios. Las oportunidades para que la ciudadanía esté informada de dichas decisiones y participe en ellas varían mucho de una a otra jurisdicción¹¹⁷. En la práctica, si las decisiones en cuanto a la ubicación de un proyecto en una determinada localidad no están sujetas a EIA, las comunidades aledañas no estarán enteradas de los efectos que esa instalación puede tener sobre ellas.

¹¹⁶ Si desea consultar un estudio comparativo de los marcos legislativos de las evaluaciones de impacto ambiental en América del Norte, véase *Legislación y políticas ambientales en América del Norte: Evaluación del Impacto Ambiental: Derecho y práctica en América del Norte*, CCA, invierno de 1999.

¹¹⁷ *Ibid.* El informe incluye una descripción de la forma en que cada país determina qué proyectos o propuestas están sujetas a EIA federal y contiene ejemplos de procesos de EIA provinciales y estatales.

Efectos acumulados

La mayor parte de los procedimientos formales de EIA requiere que se tomen en consideración los efectos ambientales acumulados de los proyectos, incluidos los resultantes de la combinación de dichos efectos con los de otros proyectos o actividades que se hayan llevado o que se llevarán a cabo¹¹⁸. En el contexto de América del Norte, la evaluación de impactos acumulados es de especial importancia en vista del gran número de propuestas de proyectos de generación de electricidad en el futuro cercano, y de la probable concentración de los mismos en determinadas regiones. Sin embargo, aun un repaso superficial de varios de estos proyectos que no fueron objeto de revisión ambiental siguiendo los procedimientos federales de EIA puso de manifiesto que en tales casos el estudio de impactos acumulados fue desigual e irregular.

En los últimos años, los avances en modelación de destino y transporte, teledetección y otras técnicas de monitoreo han reforzado nuestros conocimientos sobre las relaciones entre fuente de gran alcance y receptor. Por ejemplo, ya es factible rastrear cualquier número de emisiones desde la fuente y calcular su índice de deposición e impacto en comunidades distantes. Sin embargo, estas herramientas todavía no se utilizan de manera sistemática en toda América del Norte en los procesos de evaluación, con frecuencia porque las partes afectadas ni siquiera están enteradas de los proyectos propuestos o porque no se cuenta con bases de datos de emisiones confiables (de las que dependen los análisis). Los proyectos no sujetos a EIA tienen muchas menos probabilidades de emplear dichas herramientas para analizar los posibles efectos a escala regional o transfronteriza.

El estudio de efectos acumulados relativos a los proyectos hidroeléctricos plantea una serie de interrogantes, aún más complejas: ¿De qué manera afecta a una central hidroeléctrica la existencia de otros proyectos similares en las mismas cuencas hidrológicas o en cuencas cercanas?, ¿o bien la explotación de otros recursos, como la silvicultura o la minería? Estas preguntas han surgido en los últimos años con la evaluación ambiental de megaproyectos hidroeléctricos¹¹⁹, pero aún falta encontrar soluciones satisfactorias, inclusive en el plano metodológico.

Evaluación del impacto ambiental transfronterizo (EIAT)

La Evaluación de Impacto Ambiental Transfronterizo (EIAT) goza ya de amplio reconocimiento y continúa ganando adeptos en todo el mundo¹²⁰. La EIAT implica un mecanismo de cooperación para llevar la evaluación de impacto ambiental más allá de las fronteras. Permite a la ciudadanía y al gobierno, en áreas que pueden sufrir efectos negativos, participar en la evaluación de impacto ambiental, siguiendo procedimientos establecidos en el país de origen del proyecto¹²¹.

¹¹⁸ Véase, por ejemplo, la Ley Canadiense sobre Evaluación Ambiental, sección 16(1)(a).

¹¹⁹ Véase, por ej., Great Whale Public Review Support Office, *Guidelines* (1992).

¹²⁰ Véase, por ejemplo, la Convención de Espoo sobre la evaluación de los efectos en el medio ambiente en un contexto transfronterizo de 1991; European Directive on Environmental Assessment of 1985; y el Antarctic Treaty Protocol on Environmental Protection of 1991. Si desea mayor información sobre la evaluación de impacto ambiental transfronterizo en el derecho internacional, véase P. Sands, *Principles of International Environmental Law I*, Chapt. 15 (Manchester Univ. Press, 1995); D. Hunter y col. *International Environmental Law Concepts and Principles* (UNEP Trade and Environment Series, No.2)(1994); N. Robinson, "International Trends in Environmental Impact Assessment", 19 B.C. Envtl. Aff. Law Rev. 591 (1992).

¹²¹ Véase *Derecho y Políticas Ambientales en América del Norte*, vol. 4 (primavera de 2000) (CCA).

El artículo 10:7 del Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte estipula: Reconociendo la naturaleza esencialmente bilateral de muchas cuestiones ambientales transfronterizas y, con vistas a lograr,

Aun cuando no se ha alcanzado un acuerdo formal subcontinental en América de Norte, algunas instituciones bilaterales han participado en evaluaciones de tipo EIAT y un número cada vez mayor de estados y provincias están adoptando procedimientos de EIAT. Por ejemplo, los impactos ambientales de proyectos de BECC y NADBank están sujetos a evaluación, al igual que actividades específicas dentro de la esfera de competencia de la Comisión Conjunta Internacional. Al parecer, la provincia de Columbia Británica y el vecino estado de Washington son el primer estado y provincia en concluir un acuerdo de EIAT¹²². En un importante paso hacia la EIAT, los diez estados de la frontera México-Estados Unidos manifestaron su intención de informarse entre sí de los proyectos que pueden tener efectos negativos en jurisdicciones contiguas¹²³; por su parte, el estado de California acaba de invitar a los habitantes del vecino estado de Baja California a participar en la evaluación de impacto ambiental de una nueva planta generadora en la región fronteriza¹²⁴. Otro ejemplo de cooperación transfronteriza es el Foro sobre Energía Transfronteriza (*Border Energy Forum*), establecido en 1994, que ha trabajado con varias dependencias asociadas en EU y México y cuyo objetivo es mejorar el intercambio de información sobre energía y su relación con el medio ambiente en la región fronteriza¹²⁵.

En el ámbito federal, los funcionarios continúan analizando medios para expandir la EIAT en América del Norte.

Acceso a la información

La información desempeña un papel fundamental en la planeación integrada de recursos, la evaluación (incluido el análisis de impactos acumulados y efectos transfronterizos) y la participación ciudadana en ambas actividades. Paradójicamente, mientras el sector eléctrico con frecuencia parece estar nadando en información sobre casi todos los aspectos de la generación, transmisión y consumo, la falta de datos oportunos, integrales, de acceso fácil y poco costoso sobre muchas de las variables que afectan el medio ambiente es un obstáculo importante en nuestra capacidad para planear, proyectar y mitigar efectos regionales y de gran alcance.

Las generadoras en operación registran información sobre ciertas emisiones reglamentadas, o las autoridades calculan dichas emisiones, pero apenas unas cuantas jurisdicciones emplean o llevan una base de datos o centro de información de proyectos propuestos que permita a las autoridades y a la ciudadanía evaluar con eficacia aspectos acumulativos, regionales o transfronterizos¹²⁶. Aun

en los próximos tres años, un acuerdo entre las Partes sobre sus obligaciones de conformidad con este artículo, el Consejo examinará y hará recomendaciones respecto a:

- (a) la evaluación del impacto ambiental de proyectos sujetos a la decisión de una autoridad gubernamental competente que probablemente tenga efectos transfronterizos perjudiciales, incluida la plena apreciación de las observaciones presentadas por otras Partes y por personas de otras Partes;
- (b) la notificación, el suministro de información pertinente y las consultas entre las Partes en relación con dichos proyectos, y
- (c) la atenuación de los posibles efectos perjudiciales de tales proyectos.

¹²² Declaración conjunta de cooperación en el ecosistema Georgia Basin y Puget Sound (Joint Statement of Cooperation on the Georgia Basin and Puget Sound Ecosystem).

¹²³ <<http://www.westgov.org/wga/publicat/annrep99.htm>> (Western Governors Association)

¹²⁴ Comunicación personal con un empleado de la EPA.

¹²⁵ Véase <<http://www.glo.state.tx.us/energy/border>>.

¹²⁶ En EU, proyectos sujetos a NEPA se publican en <<http://es.epa.gov/oeca/ofa>>. Algunas jurisdicciones como California han adoptado con todo éxito el enfoque del centro de información, que lleva un inventario en línea de todos los sitios propuestos, incluido... consulte <<http://www.energy.ca.gov/sitingcases/>>.

en los casos en que el número de datos es considerable, muchas veces su utilidad se ve menoscabada porque la información está dispersa entre múltiples dependencias y departamentos, está contenida en formatos de difícil acceso o sólo se puede obtener a muy alto costo.

OCTAVA SECCIÓN: COMERCIO INTERNACIONAL Y ASPECTOS DE POLÍTICA COMERCIAL

Al analizar datos sobre el comercio de electricidad en “América del Norte”, en realidad se observan dos patrones bilaterales de comercio distintos: el comercio Canadá-EU y el comercio EU-México. El comercio de electricidad entre Canadá y México es muy limitado debido, en parte, a los impedimentos físicos para que las líneas de transmisión movilicen la energía eléctrica con eficiencia a distancias muy grandes. Al considerar los patrones incipientes de comercio de electricidad tal parece que el más apropiado en materia de energía eléctrica corresponde a la analogía sugerida por la Oficina de representación comercial de EU durante las negociaciones del TLC: el patrón “de estrella”, con EU en el centro¹²⁷.

Es muy factible que el comercio de electricidad en América del Norte amplíe los patrones de importaciones y exportaciones que estableció en las pasadas dos décadas. Pronosticar los cambios en los patrones, volúmenes y cambios relativos en el comercio conforme los nuevos generadores se suman a la red de distribución es más complejo que el pronóstico de los cambios en la oferta y la demanda local. Un informe reciente y extremadamente útil del Foro de Modelación Energética (*Energy Modeling Forum, EMF*) de la Universidad de Stanford, resume las conclusiones de cinco modelos: NEMS, POEMS, RFF (Haiku), IPM y Energy 2020. En la conformación del escenario de base del *EMF* todos los modelos examinaron los cambios en la transmisión interregional para 2010¹²⁸.

Utilizando las 13 regiones del *NERC*, el modelo NEMS proyecta importaciones por 259 mil millones de kWh a las regiones *NERC* desde otras regiones. POEMS proyecta 209 mil millones kWh, y la proyección de RFF es de 238 mil millones kWh. Las estimaciones del comercio entre las regiones *NERC*, como total de la generación de EU, van de 4.1% a 6.2%. Los modelos, sin embargo, proyectan también importantes diferencias entre regiones: por ejemplo, RFF pide más importaciones hacia los estados del medio oeste (regiones ECAR y MAAC oriental) y menos importaciones a Illinois y Wisconsin (MAIN) y a California y Nevada¹²⁹.

Los modelos sugieren también que las importaciones desde Canadá y México oscilarán entre 29 y 44 mil millones de kWh en 2010. El modelo EMF sugiere que las estimaciones similares entre los modelos para Canadá y EU reflejan el hecho de que ambos proyectan el comercio de electricidad mutuo con base en los permisos actuales. Con fines de ilustración, más adelante se proporcionan ejemplos de permisos o solicitudes recientes.

Las estimaciones sobre importaciones de la Administración de Información sobre Energía (*Energy Information Administration*) del Departamento de Energía de EU son considerablemente superiores. El siguiente cuadro muestra las importaciones y exportaciones proyectadas de Estados Unidos con Canadá y México.

Canadá enumera los proyectos sujetos a la competencia del Consejo Nacional de Energía (<http://www.ceaa-acee.gc.ca/0008/index_e.htm>), así como los proyectos realizados de conformidad con procedimientos federales de evaluación (<http://www.ceaa-acee.gc.ca/0008/index_e.htm>); México enumera los proyectos evaluados de acuerdo con la ley federal en <www.ine.gob.mx/dgoeia/impacto/index.html>.

¹²⁷ Government of the EU (1994), *Environmental Review of NAFTA*, Washington, DC.

¹²⁸ EMF (2001), “Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market”, *Informe 17 del EMF*.

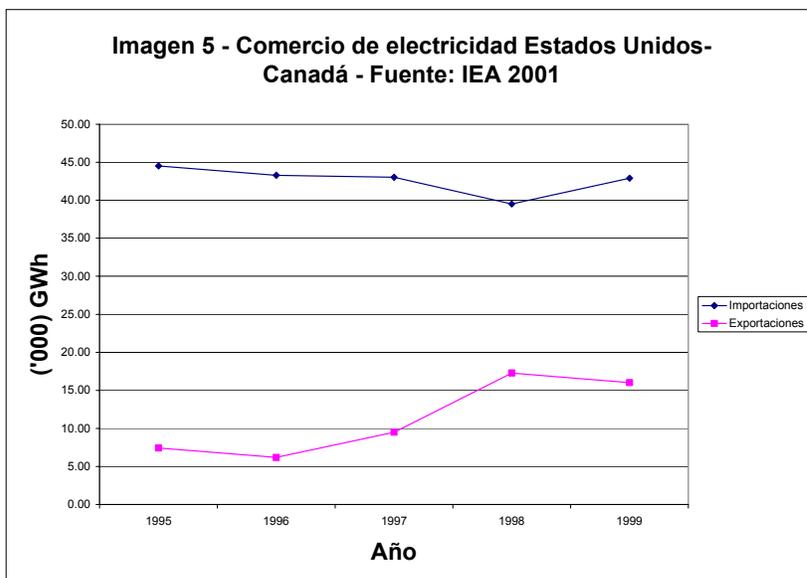
¹²⁹ Véase el mapa del *NERC* en la tercera sección.

Cuadro 11– Proyecciones de comercio bruto de electricidad de EU en 1998 (en miles de GWh)									
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Importaciones desde Canadá y México	38.9	47.9	48	45.5	57.6	60.3	66.1	5.9	54
Exportaciones brutas	13.5	13.0	13.1	13.1	12.7	16.6	16.7	16.8	16.9

Fuente: Annual Energy Outlook, 2002. EIA.

Comercio de electricidad entre Canadá y Estados Unidos

La mayor parte del comercio de electricidad en América del Norte se realiza entre Canadá y Estados Unidos. Antes de mediados de los años 1970 el nivel de las importaciones y exportaciones entre ambos países era relativamente bajo. Con las sacudidas de los precios de la OPEP, sin embargo, el mercado estadounidense volvió la vista hacia Canadá en busca de importaciones menos caras de hidroelectricidad. A partir de entonces, aunque con altibajos debido a factores diversos (condiciones meteorológicas, precipitación pluvial promedio, cambios en precios relativos de combustibles y necesidades de abasto de emergencia), el comercio total



promedio entre Canadá y EU ha crecido de manera constante en ambas direcciones.

En 1980 Estados Unidos exportó alrededor de 3,560 GWh de capacidad eléctrica, la mayor parte hacia Canadá. En 1999, la cifra se cuadruplicó: aproximadamente 16,020 GWh. En el mismo año, las exportaciones de Canadá partieron ya de una base alta pero durante el mismo periodo pasaron de aproximadamente

30,000 GWh a casi 43,000 GWh¹³⁰. El total de exportaciones canadienses de electricidad a Estados Unidos en 2000 fue de 50,000 GWh, que equivale a 11% de incremento respecto de 1999¹³¹. Las exportaciones de electricidad de Estados Unidos a Canadá declinaron pero mantuvieron un nivel considerable, de 10,000 GWh (véase Imagen 5).

Los sectores de electricidad de Estados Unidos y Canadá se consideran como ejemplo de compatibilidad, por las diferencias estacionales y los patrones de demanda asimétricos: el máximo de demanda en Canadá se da durante el invierno, mientras que en EU el pico ocurre en el verano. Debido a las diferencias de precio, las cercanías del mercado y las diferencias estacionales el comercio ha ido en aumento durante los últimos 20 años.

¹³⁰ International Energy Agency. 2001. *Electricity Information, 2001*, París

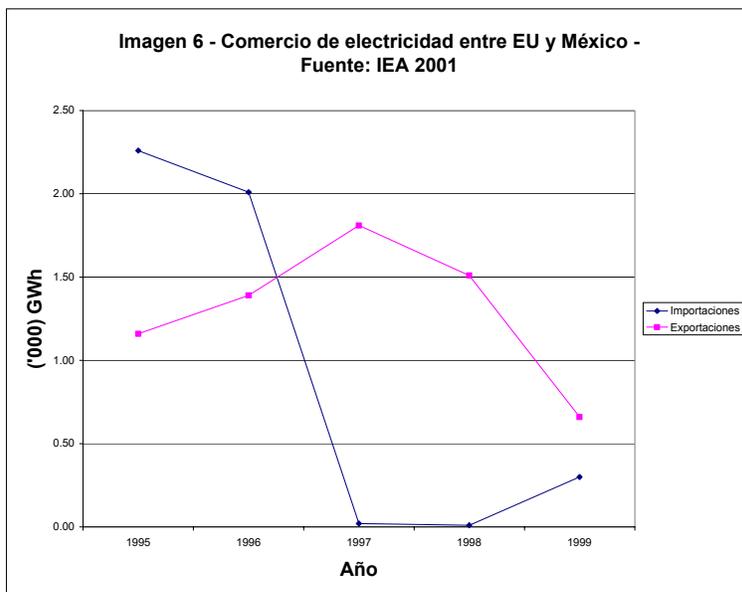
¹³¹ International Energy Agency, mayo de 2001, *Monthly Electricity Survey*, París.

Los cambios anuales en el comercio de electricidad entre EU y Canadá ilustran el grado creciente de integración en el mercado de ambos países. Durante la volatilidad de los precios en el periodo 1999-2000 en Estados Unidos, los ingresos canadienses por exportación de electricidad aumentaron 111 % para llegar hasta 2.100 millones de dólares canadienses. Entre los factores por los que los compradores estadounidenses buscaban comprar energía procedente de Canadá cabe mencionar los altos precios del gas natural (comparados con los bajos costos de la energía canadiense), la escasa precipitación pluvial en el Noroeste del Pacífico y la crisis de abasto en California. Además de un aumento neto de las exportaciones en el periodo, los precios en el mercado libre para venta en el Noroeste del Pacífico y California oscilaron en el periodo más de mil por ciento¹³².

Comercio de electricidad entre EU y México

Como ya se mencionó, el comercio de electricidad entre México y Estados Unidos es mucho menor que entre EU y Canadá. En la última década, la balanza comercial de la energía eléctrica (exportaciones-importaciones) de México ha disminuido en forma constante, de un superávit en las exportaciones de 1,300 GWh en 1989 a un déficit de 360 GWh en 1999 (Ver Imagen 6). México exportó más electricidad a Belice que hacia el norte, a Estados Unidos. En 2000, alrededor de 110 GWh de electricidad mexicana se exportaron a Belice. En cambio, las exportaciones totales de Baja California a EU fueron de 30 GWh en ese mismo año¹³³.

Son muchas las razones por las que los volúmenes de comercio son tan diferentes entre Canadá y México; una muy importante son las conexiones de transmisión. Alrededor de cien conexiones de red unen a Canadá y Estados Unidos y casi la tercera parte de éstas tiene capacidad para manejar exportaciones de electricidad al por mayor. Dichas conexiones se ampliarán en los próximos años y, en especial, hay planes para mejorar las conexiones de transmisión entre Alberta y el mercado estadounidense (todas las exportaciones de Alberta se transportan a través de BC Hydro, y se llevan desde el enlace de red BC-estado de Washington).



Por su parte, la infraestructura de transmisión y los enlaces de red entre México y Estados Unidos siguen siendo muy limitados.

¹³² National Energy Board (2000), *Annual Report*. Los precios “spot” son los precios cargados sobre el mercado “spot”, o al contado – pueden ser representativos de los precios durante un intervalo tan corto como de unas horas.

¹³³ Sin embargo, cabe mencionar que estas cifras deben verse considerando el hecho de que el consumo total de México es de más o menos 5% del de Estados Unidos. En consecuencia, esta cifra no es tan pequeña como se ve en un principio.

Son dos los sistemas principales de intercambio de electricidad entre los dos países: el primero, compuesto de dos conexiones de red de 230 kV (de Mexicali a Imperial Valley y de Tijuana 1), une los estados de Baja California y California. En enero de 2001 México comenzó a exportar 50 megavatios (MW) de electricidad a través de esta red. El otro sistema consta de dos conexiones de 115kV en Diablo y Azcárate. México y EU tienen otras conexiones de menor capacidad de red —aproximadamente siete¹³⁴. También se tiene previsto expandir la capacidad de transmisión entre México y Estados Unidos en esta década. (Los problemas de transmisión y las políticas de transmisión son muy importantes para el futuro de los patrones de comercio en América del Norte, como se analiza más adelante).

Autorizaciones de exportación de la Comisión Nacional de Energía de Canadá (National Energy Board)

Hace poco, el Ministro Federal de Recursos Naturales de Canadá mencionó que es muy importante ampliar y mejorar el mercado de electricidad de América del Norte, un mercado del que su país debe “esperar nuevas e importantes oportunidades de comercialización de la electricidad en Estados Unidos”¹³⁵. En el mismo discurso, el Ministro mencionó que “son enormes las oportunidades que se vislumbran ya que Estados Unidos admite que está pasando por una crisis energética”.

Las recientes solicitudes de autorización presentadas al Consejo Nacional de Energía (NEB) para exportar electricidad o ampliar o construir nuevas líneas eléctricas que conecten redes de EU y Canadá nos permiten ver hacia dónde se dirigen los mercados en lo que respecta a la integración:

- Solicitud de autorización de Aquila Canada Capital and Trade de fecha 7 de junio de 2001, para exportar hasta 10,000 GWh anuales de electricidad interrumpible, y 1,142 MW/10,000 GWh de capacidad firme a corto plazo, anualmente y durante diez años.
- Solicitud de autorización de Energy Encore Solutions de fecha 4 de junio de 2001, para exportar hasta 10,541 GWh anuales de electricidad interrumpible y 750 MW/6,588 GWh de electricidad a corto plazo.
- Solicitud de autorización a 20 años de Morgan Stanley Capital Group, de fecha 1° de mayo de 2001, para exportar hasta 2,336,000 MW/1,557 GWh anuales de electricidad y energía firme, y hasta 779 GWh anuales de electricidad interrumpible.
- Solicitud de autorización de Nexen Marketing, de fecha 24 de mayo de 2001, para exportar hasta 5,000 GWh anuales de energía interrumpible y 1,000 MW/5,000 GWh anuales de capacidad y electricidad firme a corto plazo.
- Solicitud de Sumas Energy de fecha 7 de julio de 1999, para construir y operar una línea eléctrica internacional de 230 kV desde la subestación Clayburn en Abbotsford, Columbia Británica, hasta Sumas, Washington.
- Solicitud de Manitoba Hydro Power Board para construir una línea eléctrica internacional de 230 kilovoltios, desde la estación Glenboro de Manitoba Hydro en el suroeste de Manitoba, hasta la frontera internacional cerca de Killarney, Manitoba.

En octubre, Hydro Quebec anunció planes para construir una planta de gas natural al sur de Montreal, con capacidad de generación aproximada de 800 MW.

¹³⁴ Estas interconexiones por lo regular están abiertas y sólo se utilizan para emergencias y ventas de capacidad y energía a corto plazo.

¹³⁵ Discurso al Consejo de Comercio de Toronto, 6 de septiembre de 2001.

Autorizaciones de exportación otorgadas por la CRE

El año pasado, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó varias autorizaciones de exportación importantes, que abarcan exportaciones e importaciones de Estados Unidos. Por ejemplo:

- En marzo de 2000, la CRE otorgó a Energía de Mexicali, compañía filial de American Electric Power Co., el primer permiso para la exportación de electricidad. La compañía va a construir y operar una estación generadora en el municipio de Mexicali, Baja California, con una capacidad de generación neta de 257.60 MW. La producción de esta planta generadora de gas natural será exportada para su comercialización en el sur de California por Integral Energy Sources, Inc. La CRE menciona que este proyecto constituye “*un paso más hacia la integración del mercado de electricidad de América del Norte*”¹³⁶.
- En el mismo estado de Baja California —que colinda con el sur de California—, en agosto de 2001 la CRE aprobó la solicitud de Termoeléctrica de Mexicali para exportar 5.835 GWh de electricidad a Estados Unidos a través de Sempra Energy Resources, compañía con sede en dicho país. La planta, que se localizará en el municipio de Mexicali, tendrá una capacidad de generación estimada total de 679.7 MW. La aprobación de la CRE señala que la planta, que se alimentará de gas natural, requerirá inversión de capital privado del orden de 279 millones de dólares estadounidenses e iniciará operaciones en mayo de 2003.
- En mayo de 2001 la CRE otorgó a De Acero, S.A., en asociación con Enron Power Marketing, un permiso para importar una cantidad estimada de 932 GWh a su planta en Saltillo. Para conectar la red de EU con la de México se utilizará una línea de 230 KV de doble circuito, de 16 km de longitud. La CFE proporcionará la transmisión desde la frontera hasta Saltillo.
- En diciembre de 2000 la CRE otorgó la primera autorización a un productor de electricidad independiente —Energía Azteca X, filial de InterGen— para operar y exportar electricidad desde dos estaciones generadoras. Las estaciones, Rosarito 10 y 11, tendrán una capacidad bruta combinada máxima de 895.9 MW. En la adjudicación del proceso de licitación convocado por la CFE para construir y operar esta estación, la compañía estadounidense Energía Azteca X también ganó la aprobación para exportar.

Además de los permisos de exportación, en los últimos dos años se han incrementado las autorizaciones de inversión extranjera directa en el sector eléctrico de México. Las inversiones no sólo son de compañías estadounidenses que buscan el acceso directo a México, sino de inversionistas de Francia (Électricité de France International), Bélgica (Tractebel), España (Iberdrola y Unión Fenosa), Japón (Mitsubishi) y Canadá (Transalta). Por ejemplo, en abril de 2000, Transalta —la generadora de electricidad más grande de Alberta— obtuvo de la CRE la aprobación para construir una planta de gas de ciclo combinado de 275 MW en el estado de Campeche. En este proyecto, la CRE otorgó un total de ocho permisos a productores de electricidad independientes, lo que representa una capacidad de generación combinada de 3,528 MW de capacidad nueva, y una inversión de 1,800 millones de dólares estadounidenses¹³⁷.

Según informes comerciales, EnviroPower, con sede en EU, tiene interés en construir dos plantas a base de carbón en las ciudades de Manzanillo y Lázaro Cárdenas. Los términos del contrato

¹³⁶ InfoCRE, marzo-abril 2000, año 3, núm. 2, 4/4.

¹³⁷ *Ibid.*

indican, al parecer, que parte de la electricidad total generada en la planta de Mexicali será para consumo en el país, y el resto se destinará a California¹³⁸.

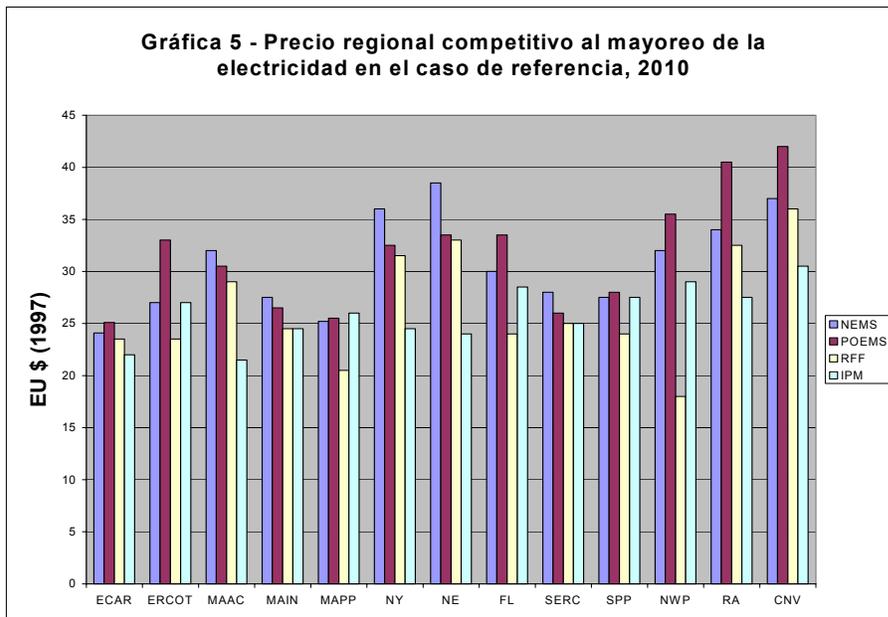
Factores que afectan la evolución del comercio

La información anterior, que proporciona ejemplos sueltos pero no una panorámica integral de posibles cambios en el comercio, se complementa con las conclusiones de los modelos y otros estudios, que sugieren que en América del Norte se incrementará el comercio. Aun cuando son muchas las variables que condicionan esta expectativa, vale la pena mencionar dos en particular: (a) las diferencias de precios entre regiones; y (b) la evolución de una red de transmisión uniforme, sin “costuras”, que una las regiones.

(a) Diferencias de precio entre fuentes de combustible

En primer lugar, gran número de modelos sugieren que, a escala total, los cambios de precio derivados de la reestructuración serán mesurados. Sin embargo, se supone que las diferencias de precio serán mucho más altas entre regiones. El documento del Foro sobre Modelación de la Energía citado anteriormente señala que, en el Escenario de Referencia para la reestructuración, y para el futuro cercano, los precios promedio para la generación de electricidad al mayoreo estarán entre 24 y 34 dólares estadounidenses por MWh (dólares de 1997). Posteriormente, los precios sufrirán reducciones marginales, para situarse entre 25 y 30 dólares. Tanto en el escenario de Referencia como en el de Competencia Alterna, al parecer hay importantes divergencias en efectos de precio entre regiones del *NERC* conforme avanza la reestructuración.

Las diferencias en precios relativos entre regiones, y en el comercio, no se pueden explicar por la sola reestructuración. Por ejemplo, desde 1993 las importaciones de electricidad a Nueva Inglaterra se han incrementado a paso firme, de manera que ahora comprenden más de 11% de la



electricidad total de esa región. No obstante, ciertas estimaciones de modelación sugieren que esta razón importaciones-producción local puede ser incluso más alta. Por ejemplo, según el escenario de Competencia Alterna, el estudio del EMF sugiere que el mayor incremento de precio relacionado con el supuesto de

¹³⁸ “Energy Firms Get a Foothold in Mexico”, “Power: With demand for electricity soaring, the Mexican government is becoming receptive to foreign proposals”. Los Angeles Times, Los Ángeles, California, 19 de agosto de 2001.

referencia es un aumento de 27% en la región MAIN del medio oeste (en el modelo NEMS). La reducción mayor, de 22%, tiene lugar en la región de Nueva York (en el modelo RFF). Varias estimaciones sugieren la posibilidad de que las mayores importaciones se darán en las regiones ECAR y MAAC en el este, y que la menor intensidad de comercio la tendremos en las regiones de MAIN y CNV. La imagen 7¹³⁹ sintetiza las diferencias regionales en los costos de electricidad en 2010, a partir del trabajo resumido del FMF¹⁴⁰.

Hay diferencias importantes, que por razones de espacio no se pueden resumir, entre las conclusiones de los resultados de modelación presentados por el *EMF*:

En general, las regiones con los precios más bajos son las que cuentan con fuentes de generación de carbón y nuclear de bajo costo. Las regiones con los precios más altos son las que dependen más de la generación con gas y petróleo y las que tienen costos de combustible entregado más altos¹⁴¹.

Varias predicciones han señalado que el consumo de carbón de las compañías eléctricas llegará a subir hasta 30% a causa de la competencia basada en los precios relacionada con la reestructuración.

(b) Expansión de la transmisión e integración de políticas

Como ya se mencionó, son numerosas las restricciones dentro de las redes de transmisión de Canadá, México y Estados Unidos y entre una y otra. El sistema no fue concebido ni construido como una supervía para el comercio interregional, sino para que cada central pudiera atender a sus clientes locales. Por lo tanto, existen restricciones considerables, tanto físicas como de conducta, que ponen trabas al sistema. Al mismo tiempo, la transmisión interregional se ha expandido rápidamente en los últimos años, indicando la cada vez mayor importancia del comercio entre regiones del *NERC*, así como de ciertas mejoras de infraestructura en los vínculos del sistema. Por ejemplo, en 1995 se concretaron alrededor de 25,000 operaciones de transmisión interregional en América del Norte. En 1999, esa cifra de un sólo año se incrementó a más de dos millones¹⁴².

Los planificadores en materia de energía no piensan a gran escala sólo en la planificación de incrementos en la oferta: también piensan en grande cuando estudian las necesidades de capacidad de transmisión. Por ejemplo, la Política Nacional de Energía calcula que para 2020 se necesitarán más de 400,000 kilómetros de nueva infraestructura de transmisión a fin de satisfacer el incremento en la demanda.

Las estimaciones del *NERC* muestran un pequeño incremento en la infraestructura planeada de 1999 a 2009 en Estados Unidos, de 137,300 GW/millas a 143,500 GW/millas. Sin embargo, al comparar la nueva capacidad de transmisión planeada con la capacidad de generación nueva total hasta 2009, medida en demanda máxima de verano, los datos del *NERC* sugieren un descenso en la capacidad de transmisión total de 201 a 176 MW/millas de demanda de 1999 a 2009¹⁴³.

¹³⁹ Tomada de EMF #17.

¹⁴⁰ Nótese que las regiones de la gráfica y del estudio del EMF no corresponden exactamente a las principales regiones del *NERC*.

¹⁴¹ Energy Modeling Forum (mayo de 2001), "Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market", *EMF Report 17*.

¹⁴² Hirst y Kirby (2001), *Transmission Planning for a Restructuring U.S. Electricity Industry*, Edison Electric Institute.

¹⁴³ *Ibid.*

Según el *Edison Electric Institute* (EEI), una asociación industrial con sede en Washington, desde 1982 ha habido en EU un descenso constante en la capacidad de transmisión en relación con la creciente demanda. Una de las estimaciones sugiere una contracción de 1.4% anual en capacidad de transmisión por MW de demanda máxima de verano desde ese año hasta 1999. El EEI calcula que para mantener la capacidad de transmisión a su nivel actual en relación con la demanda máxima de verano se necesitaría un incremento neto de 54,000 GW/millas durante los próximos diez años (contando con un porcentaje de retiro de líneas obsoletas de 2%). Según las estimaciones del propio EEI, las inversiones en transmisión (a dólares de 1999) han descendido a lo largo de 25 años a razón de unos 120 millones de dólares estadounidenses anuales. La inversión total aproximada para satisfacer las necesidades de nueva capacidad de transmisión es de 56,000 millones de dólares durante el periodo de diez años, casi la mitad del costo total para satisfacer la nueva capacidad de generación en Estados Unidos¹⁴⁴.

Políticas de transmisión

Las políticas en materia de transmisión tendrán un enorme efecto en los patrones del comercio en América del Norte, y ahora es cuando se están echando los cimientos de estos cambios en las políticas.

En Estados Unidos, la Order 2000 de la FERC —introducida a finales de 1999— tiene como meta reducir las barreras para el mercado abierto que persistían después de la expedición de las *Orders* 888 y 889 de dicha Comisión. Estas órdenes estipulaban que las plantas proporcionarían “libre acceso” a sus sistemas de transmisión, un paso clave en la creación de un mercado de electricidad abierto, competitivo y basado en el precio. No obstante, el reglamento creado por esas primeras órdenes permitía que las plantas gestionaran sus sistemas de transmisión de tal forma que discriminaban a las generadoras rivales. La *Order* 2000 se creó para solucionar esta situación pues disponía mucha más separación entre mercado y transmisión que la permitida hasta entonces.

El objetivo específico de la *Order* 2000 es que las plantas cedan el control de su activos de transmisión a Organizaciones de Transmisión Regional (*Regional Transmission Organizations, RTOs*)¹⁴⁵ independientes. Estas RTO pueden ser entidades con o sin fines de lucro. En las órdenes posteriores, la FERC aclara que espera que EU se divida en cuatro grandes RTO, pero ha aceptado los argumentos a favor de que no se obligue a California y el noroeste del Pacífico a pertenecer a una misma RTO. Una de las funciones importantes de las RTO será la de coordinar la planeación de transmisión en EU:

[La] responsabilidad final en cuanto a planear y expandir la transmisión en cada región debe recaer en las RTO, para que puedan prestar servicios eficientes, confiables y no discriminatorios... Si no hay una entidad única que realice estas funciones, se corre el riesgo de que las inversiones para la transmisión vayan cada una por su lado y se llegue incluso a afectar la seguridad en el suministro¹⁴⁶.

También se espera que, a medida que se expanda el uso de redes, las RTO aborden aspectos de seguridad reduciendo las barreras de comunicación entre diferentes operadores e intermediarios

¹⁴⁴ *Ibid.*

¹⁴⁵ Técnicamente, no es obligatorio pertenecer a un RTO, pero hay incentivos muy fuertes a favor de ello.

¹⁴⁶ FERC Order 2000

financieros. Se están elaborando reglas para reducir regímenes de tarifas duales dentro de las regiones —por ejemplo, tarifas planas—, para ir eliminando las barreras administrativas y otras que se oponen a la libre entrada y salida del mercado y para incrementar la competencia con los mercados de electricidad al mayoreo.

Esto representa un cambio impresionante respecto a la manera en que ha funcionado el sistema de transmisión. Tradicionalmente, las exportaciones provenían de compañías eléctricas transmisoras. Las exportaciones se negociaban en contratos de venta a largo plazo o como respaldo para casos de emergencia. Sin embargo, con la reestructuración han proliferado los “mercaderes” y agentes de electricidad, que pueden tramitar operaciones en nombre de generadores en la frontera – incluso en nombre de aquellos que están en la frontera. Ahora ya no es necesario que los exportadores estén en la frontera para poder exportar, y pueden transmitir la electricidad al comprador a través de un operador fronterizo, a cambio de una cuota.

Estas novedades son bien recibidas sobre todo por los productores de electricidad más pequeños, entre ellos los independientes como, por ejemplo, los abastecedores de energía renovable o generación distribuida. Por supuesto, acceso abierto no significa acceso garantizado, y la capacidad de todos los productores para acceder al sistema dependerá de su capacidad para pagar las tarifas uniformes que puedan cobrarse en las regiones.

Conforme se afiancen las RTO, tendrán mayores efectos en el comercio internacional¹⁴⁷. Esta premisa es especialmente cierta en el caso del comercio entre Estados Unidos y Canadá. Varias entidades canadienses ya han obtenido de la FERC la designación de mayorista, gracias a los requisitos de reciprocidad para acceso abierto contenidos en las Orders 888 y 889 de la Comisión.

Varias compañías eléctricas canadienses tienen mucho interés en seguir en este arreglo con la FERC y, lo que es más importante, estar dentro de esa red sin costuras. Ante la crisis energética de California, la FERC ha decidido revisar su enfoque para evaluar el poder del mercado, aspecto clave en la designación de comerciante. Esta iniciativa, así como su política de RTO, podría tener un impacto significativo en los exportadores de electricidad canadienses.

En su Informe Anual de 2000, BC Hydro calificó al acceso continuo a los mercados de exportación como uno de sus riesgos comerciales más importantes¹⁴⁸. En una reciente reunión de la Comisión en materia de RTO, un representante de BC Hydro mencionó que “BC Hydro había hecho grandes esfuerzos para construir una estructura que permita la participación canadiense [en el mercado de EU] y cree un mercado sin costuras que incluya las provincias y estados del oeste”¹⁴⁹.

Integración de políticas e integración de mercado

Cuando vemos el mercado de América del Norte, el mercado de EU no sólo se ve como el centro de las importaciones y exportaciones, sino que al parecer las reformas a las políticas estadounidenses sobre competencia son un punto de referencia de las políticas de integración de mercado. Por ejemplo, en su reciente revisión de Canadá, la Agencia Internacional de Energía de

¹⁴⁷ La noción de que una red de transmisión sin costuras incrementará el comercio es en parte intuitiva, y en parte se basa en pruebas *a contrario*, de que la congestión en los lazos de transmisión entre Nueva Inglaterra y Canadá ha originado pérdidas en importaciones menos caras de hidroelectricidad de Canadá.

¹⁴⁸ BC Hydro, *Annual Report*, p. 51.

¹⁴⁹ Solicitud de Tokout Mansour, de BC Hydro, a la FERC en el Asunto de Coordinación Interregional de RTO, Expediente PL01-5-001, 19 de junio de 2001.

la OCDE señala que los puntos de vista de la FERC “han tenido un fuerte efecto en el desarrollo de políticas en Canadá. Es probable que se continúen desarrollando mercados competitivos en varias provincias para crear competencia nacional y ganar mayor acceso a los mercados estadounidenses, lo que puede requerir estructuras de mercado provinciales conformes, al menos en parte, a las políticas de la FERC de Estados Unidos”. Según el informe, esta conformidad es probable pese a las objeciones de la provincia de Alberta en cuanto a la aplicación extraterritorial de las reglas de la FERC¹⁵⁰.

Asimismo, hace poco el Consejo Nacional de Energía (NEB, por sus siglas en inglés) mencionó que la creación de RTO favorecerá la capacidad de las compañías eléctricas canadienses no sólo para acceder al sistema de transmisión estadounidense, sino para acelerar la “integración de los mercados de electricidad de EU y Canadá”. El NEB señala:

“Las compañías canadienses no están sujetas a los reglamentos de la FERC, pero por la naturaleza integrada del sistema de transmisión de América del Norte, la participación de Canadá en la formación de RTO podría ser de beneficio para todos los participantes del mercado, siempre y cuando se adopten enfoques apropiados para la supervisión conjunta de RTO transfronterizas”.

En resumidas cuentas: si usted es un exportador extranjero que ve venir el surgimiento de un mercado de transmisión sin costuras, lo que quiere es estar dentro. Dicho de otra forma, no quiere que las fronteras nacionales marquen las costuras.

El papel del TLCAN en el comercio de electricidad en América del Norte

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) es un factor más para comprender la liberalización e integración del mercado de electricidad del subcontinente. Por ejemplo, el objetivo de la Order 2000 de la FERC de garantizar el acceso no discriminatorio y abierto guarda mucha similitud con compromisos contenidos en el Tratado.

El TLCAN contiene diversos compromisos legales que establecen reglas para el comercio de bienes y servicios, así como la liberalización de las inversiones. Dichas reglas se analizan más a fondo en un documento independiente publicado por la CCA a principios de noviembre de 2001, disponible en el sitio en Internet de la CCA en <www.cec.org>. Entre las principales estipulaciones del TLCAN están las referentes a trato nacional y trato no discriminatorio, reglas sobre barreras técnicas al comercio, comercio de servicios, compromisos específicos de las partes para permitir el acceso al mercado, reducción de aranceles – incluidos ciertos aranceles al equipo de generación de electricidad y otros bienes de capital – liberalización de compras del sector gubernamental y compromisos sobre liberalización de inversiones relacionadas con el comercio en este sector. Estas disposiciones se describen en más detalle en Horlick y Schuchardt¹⁵¹.

Capítulo VI del TLCAN

Además de los compromisos anteriores, el Capítulo VI del Tratado contiene compromisos de liberalización más específicos para el sector eléctrico, incluidos compromisos sobre el comercio de electricidad. En el TLCAN, la electricidad se considera un bien – el Capítulo VI está incluido

¹⁵⁰ IEA (2000), *Canada*, 2000, OCDE, París.

¹⁵¹ Horlick, Gary y Christiane Schuchardt. 2001. *NAFTA Provisions and Electricity Sector*. Documento de Antecedentes III para la Nota del Secretariado sobre el Artículo 13. Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal. (Impreso en el presente volumen).

en la Segunda Parte del Tratado: Comercio de Bienes, – mientras que el Sistema Armonizado la clasifica en la fracción 2716.00.00¹⁵².

Son materia del ámbito de aplicación del Capítulo VI tanto el comercio de bienes energéticos como “las medidas relacionadas con la inversión y con el comercio transfronterizo de servicios vinculados a dichos bienes”. Entre las principales prohibiciones o restricciones del Capítulo VI del TLCAN se incluyen (a) restricciones a la importación y a la exportación; (b) uso de impuestos a la exportación y (c) otras medidas sobre la exportación.

Son numerosas y muy importantes las excepciones a éstas y otras reglas del Tratado, pero de mucha mayor importancia son las reservas y disposiciones especiales del Estado mexicano, en particular las exenciones a actividades e inversión en plantas de generación eléctrica que cubra la CFE, a la cogeneración y a la producción independiente de energía eléctrica amparadas por el Anexo 602.3 (5) (a), (b) y (c) del Capítulo VI del Tratado.

Otras excepciones al Capítulo VI, de particular interés para la política ambiental, están incluidas en el Artículo 605: Otras medidas sobre la exportación conforme al Artículo XX(g) del GATT respecto a la exportación de bienes energéticos al territorio de otra Parte. El Artículo XX: Excepciones generales, del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT), incorporado a la Ronda Uruguay de la Organización Mundial de Comercio (OMC), ha sido tema de un debate intenso y continuo relacionado con el comercio y el medio ambiente. El Artículo XX y su inciso (g) estipulan lo siguiente:

A reserva de que no se apliquen las medidas enumeradas a continuación en forma que constituya un medio de discriminación arbitrario o injustificable entre los países en que prevalezcan las mismas condiciones, o una restricción encubierta al comercio internacional, ninguna disposición del presente Acuerdo será interpretada en el sentido de impedir que toda parte contratante adopte o aplique las medidas...

...(g) relativas a la conservación de los recursos naturales agotables, a condición de que tales medidas se apliquen conjuntamente con restricciones a la producción o al consumo nacionales...

Con toda probabilidad, el TLCAN ha tenido un efecto marginal en el incremento en el comercio de electricidad en América del Norte. Canadá y Estados Unidos acordaron las reglas de la liberalización bilateral de la electricidad seis años antes de la firma del TLCAN, en el Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos. Con el tiempo, ambos países han celebrado numerosos acuerdos bilaterales que establecen reglas para el comercio de electricidad¹⁵³. México ha mantenido excepciones sustantivas a lo previsto en el Capítulo VI.

Sin embargo, el TLCAN tendría importantes consecuencias en caso de controversia entre las Partes en cuanto a las disposiciones del Tratado en materia de comercio de electricidad, comercio de servicios y bienes de capital relacionados con la electricidad, o liberalización de las inversiones relacionadas también con la electricidad.

¹⁵² Para Canadá y Estados Unidos, la categoría de la fracción 2716.00.00 del SA es “D” (continuará recibiendo trato libre de impuestos), con una tasa base libre, mientras que para México es la categoría B, con una reducción de impuestos de 10% para 1998.

¹⁵³ Entre los que se incluyen el *Energy Banking Agreement*, el *Interconnection Use Agreement*, diversos contratos de electricidad y contratos de electricidad en firme, como los que rigen las exportaciones de Hydro Quebec a Nueva Inglaterra.

Entre las posibles áreas donde las disposiciones del TLCAN podrían ser importantes, en el contexto de este análisis, están las áreas de comercio y medio ambiente. Cabe mencionar que a la fecha no ha habido controversias de comercio y medio ambiente relacionadas con el Capítulo VI del TLCAN u otras disposiciones vinculadas al sector eléctrico; no obstante, dada la expansión del comercio y el acceso al mercado, aunado al número de reglamentos, normas, transferencias financieras, incentivos, normas de producto y otras medidas relativas al medio ambiente, no sería extraño que se presentaran dichas controversias. De hecho, como se ha comentado, el gobierno de Canadá ha insinuado la posibilidad de recurrir a tal acción en nombre de los exportadores canadienses, con respecto a las Normas sobre Portafolios de Energía Renovable.

Normas sobre Portafolios de Energía Renovable y acceso al mercado

Las Normas sobre Portafolios de Energía Renovable (RPS, por sus siglas en inglés) son un interesante ejemplo de los posibles aspectos que podrían surgir del TLCAN. En Estados Unidos, 23 estados ya introdujeron, o tienen pendientes, requisitos obligatorios de RPS, que exigen que un cierto porcentaje del portafolio de electricidad total del estado provenga de la electricidad renovable. Estas medidas de las RPS no se basan en una definición uniforme de lo que es electricidad renovable, sino que más bien difieren entre jurisdicciones.

Una vieja causa de desasosiego para ciertos exportadores son los efectos que podría tener sobre el acceso al mercado el comercio de electricidad no previsto en los criterios específicos contenidos en las medidas de RPS. Por ejemplo, ciertos criterios de RPS excluyen la hidroelectricidad en su totalidad, o especifican que la electricidad sólo se puede considerar renovable si es generada por proyectos hidroeléctricos a menor escala. Otras RPS parecen favorecer fuentes de electricidad renovables generadas dentro de los límites estatales. Asimismo, los criterios sobre normas de desempeño, fuentes de combustible o tecnologías de generación implícitas pueden excluir algunas importaciones de electricidad de México o Canadá.

En virtud de las reglas de comercio internacional (del TLCAN y la OMC), dichas medidas podrían dar lugar a discusión sobre la posible naturaleza discriminatoria de criterios ambientales que no son uniformes, que podrían infringir las disposiciones sobre trato nacional, a menos de estar protegidos por excepciones¹⁵⁴.

Entre las conclusiones tentativas del documento de Horlick y Schuchhardt están los siguientes puntos.

Como observación general, no se ha dado al Artículo XX del GATT una lectura extensiva que permita a un miembro de la OMC actuar extra jurisdiccionalmente para obligar a los nacionales de otro país miembro a cambiar sus prácticas *dentro* de su propio territorio nacional, cuando el impacto de tales prácticas se *limite a* su territorio nacional, cuando las prácticas estén regidas por la competencia de sus propios gobiernos y cuando cumplan con tales reglamentos. Una lectura así no sólo interferiría decididamente con los principios básicos de soberanía nacional¹⁵⁵,

¹⁵⁴ Sin embargo, al parecer, las excepciones del Artículo XX del GATT previstas en el Artículo 605 del Capítulo VI del TLCAN están dirigidas únicamente a las exportaciones. Más aún, el TLCAN no incluye referencia alguna al inciso (b) de dicho Artículo: “necesarias para proteger la salud y la vida de las personas y de los animales o para preservar los vegetales...”

¹⁵⁵ Lo que se reconoce como principio de derecho internacional así como de la legislación estadounidense. Véase, por ejemplo, Ian Brownlie, *Principles of Public International Law* 287 (4^a ed. 1990) (La soberanía y la igualdad de los estados son la doctrina constitucional básica del derecho de las naciones, que rige a una comunidad compuesta principalmente de estados con capacidad jurídica uniforme. * * * Los principios máximos de la soberanía y la igualdad de los estados son (1) fuero, exclusivo *prima facie*, sobre un

sino que también negaría derechos a los Miembros por diferencias en los niveles de protección normativa. También cabe hacer mención que ciertos paneles han interpretado el Artículo XX en su sentido más estrecho, a fin de mantener los objetivos y principios básicos del GATT¹⁵⁶. Si una medida comercial tuviera un objetivo claro y reconocible en lugar de todo un abanico de metas de protección ambiental, sería más fácil de justificar aplicando el Artículo XX(g).

También como observación general, los requisitos de *RPS* contenidos en diversas leyes estatales pueden ser objetados como discriminación de hecho en contra de proveedores de hidroelectricidad¹⁵⁷. Tales requisitos establecen el tamaño máximo permisible de una planta de generación hidroeléctrica (por ejemplo, inundación total de territorio, construcción de una presa, etc.). Aun cuando en los criterios de *RPS* no se explica con detalle la justificación ambiental precisa de tales normas, podemos suponer que las preocupaciones se centran en los efectos ambientales negativos de la hidroelectricidad a gran escala.

Cualquiera que sean las metas y objetivos de los criterios específicos, es discutible que se les pueda considerar como un fin justificable para la conservación de recursos no renovables de acuerdo con el Artículo XX(g). La construcción de plantas hidroeléctricas a gran escala, construcción de presas, inundaciones... sin duda pueden tener efectos nocivos en el medio ambiente. En algunos casos es evidente que estos impactos rebasan los límites de la jurisdicción en la que las plantas se ubican (ej., efectos en aves migratorias o en cursos acuíferos internacionales). Sin embargo, es difícil determinar la medida en que realmente es así, o si estos impactos son preferibles a las importaciones de fuentes de energía alternativas.

Armonización de la definición de electricidad renovable

Una de las principales conclusiones del análisis de Horlick y Schuchhardt sobre criterios no uniformes es que la ausencia, en las medidas de *RPS*, de una definición armonizada de lo que significa electricidad renovable puede crear discrepancias jurídicas entre los participantes del mercado que operan en el comercio de electricidad. La falta de armonización es tanto a escala nacional cuanto internacional, ya que ni el TLCAN ni ninguna otra organización internacional contiene a la fecha directrices vinculantes, ni siquiera no vinculantes, acerca de lo que es un recurso renovable.

Es indudable que una controversia comercial que ponga en duda la capacidad de los estados para conseguir altos niveles de protección ambiental a través de medidas de *RPS* dañaría tanto el comercio como las políticas ambientales. Además, aun cuando las reglas de comercio pueden estipular obligaciones específicas, una de las profundas inquietudes de la ciudadanía y la sociedad civil en cuanto al libre comercio tiene precisamente que ver con que las reglas comerciales pasen por encima de las políticas ambientales nacionales.

Un primer paso para anticipar y evitar este posible choque es trabajar en una definición regional o internacional no vinculante de electricidad renovable. El segundo sería la adopción de normas

territorio y la población permanente que vive en él; (2) la obligación de no intervención en el área de competencia exclusiva de otros estados"); *The Schooner Exchange v. McFaddon*, 11 U.S. (7 Cranch) 116, 136 (1812) ("La competencia de la nación dentro de su propio territorio es necesariamente exclusiva y absoluta. * * * Toda restricción a la misma, que derive su validez de una fuente externa, implicaría una disminución de su soberanía proporcional a la restricción."); *Pennoyer v. Neff*, 95 U.S. 714, 722 (1877) ("Uno de estos principios [bien establecidos] es que cada Estado posee competencia exclusiva y soberana sobre las personas y bienes ubicados dentro de su territorio").

¹⁵⁶ *Estados Unidos – Sección 337 de la Ley de Aranceles Aduaneros de 1930*, 1989, BISD 36S/345, 393, inciso 5.27 ; véase también *FIRA*, inciso 5.20, *Gasolina*, pp. 22-23.

¹⁵⁷ Véase la Sección V.2.a.

internacionales¹⁵⁸. Las reglas de comercio internacionales han señalado su clara preferencia por normas internacionales, en vista de ciertos ejemplos como el de la falta de uniformidad de las medidas de *RPS* a escala estatal o provincial. Además, las políticas ambientales reconocieron hace ya mucho tiempo la importancia de la cooperación internacional, regional y bilateral.

En apoyo a una mayor transparencia y compatibilidad de medidas de *RPS* obligatorias y al etiquetado ambiental voluntario de productos y servicios, la CCA ha recopilado y actualizado dos bases de datos en línea. La primera reúne las medidas de *RPS* actualmente en vigor en Estados Unidos, en tanto que la segunda reúne información sobre normas de etiquetado y certificación de eficiencia energética de productos. Ambas bases de datos se pueden consultar en <<http://www.cec.org/databases>>¹⁵⁹.

Capítulo XI del TLCAN: Inversión

Una segunda área de posible preocupación desde la perspectiva del comercio y el medio ambiente tiene que ver con el Capítulo XI del TLCAN: Inversión. El ámbito de aplicación del Capítulo VI del Tratado titulado “Energía y petroquímica básica” abarca a la vez “las medidas relacionadas con los bienes energéticos y petroquímicos básicos que se originan en territorio de las Partes, y las medidas relacionadas con la inversión...” (Artículo 602.1 del TLCAN, cursivas nuestras). La definición de inversión que figura en el Artículo 609 del Capítulo VI se refiere a inversión según se define en el Artículo 1139 del Capítulo XI (Sección C, Definiciones) del TLCAN.

El autor de la segunda parte del Documento de Antecedentes III menciona que tras el simple título de ‘Inversión’ del Capítulo XI hay toda una serie de derechos concebidos para proteger a los inversionistas extranjeros contra ciertos tipos de intervenciones gubernamentales y proporcionarles recursos en caso de que se den tales intervenciones. Históricamente, la protección a los inversionistas se creó para impedir a los gobiernos nacionalizar o expropiar los activos de compañías extranjeras sin pagarles la indemnización correspondiente. Con el tiempo, tales protecciones se han ampliado para incluir otros conceptos como exigir que a una compañía extranjera se le dé el mismo trato que a una nacional, establecer el concepto de nivel mínimo de trato internacional para todas las compañías extranjeras, y prohibiciones que impidan que se exija a las compañías que manejen sus negocios en función de los parámetros de operación o beneficios económicos determinados por los gobiernos.

La protección a los inversionistas se logra imponiendo obligaciones a los gobiernos de los lugares en donde se realizan las inversiones (el estado receptor), para evitar el incumplimiento de lo

¹⁵⁸ Rowlands y Patterson identifican cuatro opciones para alcanzar una norma subcontinental para la energía renovable: (a) norma subcontinental sin variaciones locales; (b) norma subcontinental con variaciones locales ‘objetivas’; (c) norma subcontinental con interpretaciones locales, y (d) normas subcontinentales con prioridades locales. Entre las ventajas de la adopción de una o más variaciones a estas opciones es que se crearían economías de escala a partir de una definición constante; el interés del sector privado en la energía renovable se incrementaría con una norma clara, y se evitaría la “espiral viciosa” de definiciones entre fuentes verdes y no verdes. I. H. Rowlands y M.J. Patterson (agosto de 2001), “A North American Definition for Green Electricity: Implications for Sustainability”, Borrador del documento presentado en la Cuarta Conferencia Bienal de la Canadian Society for Ecological Economics, Montreal.

¹⁵⁹ Un análisis de estas normas muestra que las áreas de mayor semejanza entre ellas son las relacionadas con la cantidad de electricidad que debe provenir de fuentes renovables, así como la definición de lo que se considera renovable. Nueve de los 12 estados tienen requisitos para renovables de menos de 5%, y las fuentes renovables no hidrológicas y no combustibles son las que tienen mayores posibilidades de que se les considere renovables.

previsto por el Capítulo XI. Las intervenciones gubernamentales que infringen estas obligaciones pueden ser, por ejemplo, medidas legislativas o normativas, decisiones administrativas, promulgación de políticas y otros actos relacionados con el inversionista. Las obligaciones abarcan todos los niveles de gobierno (nacional, estatal o provincial y municipal) en todos sus ámbitos (legislativo, ejecutivo y judicial). En el contexto de la electricidad, por ejemplo, es posible que abarquen también los consejos reguladores de electricidad a escalas federal, estatal, provincial o local, a menos que sean excluidos por disposiciones específicas del TLCAN.

Expropiación

De las principales disposiciones contenidas en el Capítulo XI –derechos de establecimiento, trato nacional, nivel mínimo de trato y requisitos de desempeño– el Artículo 1110 sobre Expropiación es el que ha causado mayor controversia. La legislación internacional en materia de expropiación de bienes de propiedad extranjera fue creada originalmente como reacción a la expropiación o nacionalización a mansalva de estos bienes y con el tiempo se amplió para incorporar la noción de expropiación progresiva o gradual –medidas que efectivamente privan a un propietario de la capacidad para manejar o determinar el destino de sus bienes, pero sin que se afecte realmente la propiedad o titularidad de los mismos.

Hoy día, un tema polémico es el alcance de la frase “equivalente a expropiación”, así como las nociones en evolución de lo que constituye “trato justo y equitativo”. Los tres gobiernos de las Partes del TLCAN han debatido intensamente el alcance e interpretación correctos de estas disposiciones. De estas discusiones ha surgido una nota interpretativa, convenida en fecha reciente y propuesta por la Comisión de Libre Comercio en julio de 2001, que quizá pronto conduzca a aclaraciones adicionales¹⁶⁰.

Un aspecto diferente que puede ser de cierta importancia para la disposición sobre expropiación es si la imposición de cuotas o controles a la exportación puede ocasionar reclamaciones de expropiación de derechos de propiedad. Por lo menos un caso ha definido los mercados de exportación como intereses de propiedad sujetos a la protección del Capítulo XI¹⁶¹. Por lo tanto, imponer una cuota restrictiva puede equivaler a la expropiación de este interés. No queda bien claro si las restricciones a la exportación que cumplen con las cuotas y circunstancias del Capítulo VI, que se describen líneas arriba, podrían aún así ser impugnadas por un inversionista extranjero conforme al Capítulo XI. De ser así, podría crearse una restricción más para la capacidad de los gobiernos de limitar las exportaciones en las condiciones expresamente previstas en otras secciones del TLCAN.

¹⁶⁰ De acuerdo con dicha nota interpretativa, “justo y equitativo” significa “nivel mínimo” de acuerdo con el derecho internacional y aborda en parte diversas de las inquietudes en cuanto a la transparencia de los procedimientos del Capítulo XI.

¹⁶¹ *S.D. Myers v. Canada*, op. cit.

CONCLUSIÓN: CALIDAD AMBIENTAL E IMPLICACIONES DE LAS POLÍTICAS AMBIENTALES

Hasta qué punto el aumento en el comercio de electricidad afectará la calidad ambiental y las políticas ambientales sigue siendo un asunto complejo y nada claro. Sin embargo, la experiencia obtenida hasta la fecha de la evaluación de los efectos ambientales del libre comercio nos proporciona importantes indicios de los posibles impactos.

El primer impacto, y el más importante, en la calidad del medio ambiente está estrechamente ligado a efectos de escala del acceso a mercados más grandes. Sin lugar a dudas, el comercio de electricidad se ha dado en parte porque algunos mercados pequeños –sobre todo productores canadienses de hidroelectricidad en los años 1970 y 1980— explotaron su ventaja comparativa para ampliar la producción y satisfacer mercados estadounidenses, que eran mucho más grandes. Sin embargo, desde una perspectiva más amplia, se trata en realidad de un efecto de ubicación pues la generación se amplía en una región para satisfacer la demanda en otra. El libre comercio de la electricidad abre mercados nuevos que de otro modo podrían haber sido atendidos por una compañía eléctrica nacional. La creación de mercado, impulsado por el libre comercio y la disgregación de los servicios energéticos, ofrecerá nuevas oportunidades para grandes generadoras así como para unidades de producción más pequeñas. El objetivo de la Order 2000 de la FERC es garantizar que todas las generadoras –sin importar el tamaño del mercado o la escala de generación- tengan acceso a redes de transmisión en las mismas condiciones y sin discriminación. Cabe señalar una vez más que el comercio de electricidad de gran escala en América del Norte inició en serio a mediados de los años 1970, cuando los compradores estadounidenses dieron la espalda al petróleo importado y optaron por la hidroelectricidad canadiense, que era más barata.

Así, pues, los impactos del libre comercio en la calidad del medio ambiente pueden considerarse como un cambio del lugar donde se genera la electricidad, con respecto a los lugares en donde ésta se hubiera generado si los mercados hubieran permanecido cerrados. Tales cambios de ubicación, unidos a la expansión en la escala de los mercados a los que tienen acceso las plantas generadoras, provocan desde luego cambios en la distribución en el espacio y en la intensidad de las emisiones y de los impactos en el medio ambiente de tales plantas. En esencia, la electricidad importada desplaza los efectos en el medio ambiente local que hubieran ocurrido en otras circunstancias.

La importación de energía implica la exportación de su carga ambiental, y la exportación de energía implica la importación de una carga ambiental¹⁶².

En la medida en que los efectos de ubicación también implican un cambio en el *tipo* de generación (ej., de combustibles fósiles a hidroelectricidad), también implican un cambio en el tipo de impactos. Es difícil pronosticar y evaluar el grado de desplazamiento de las emisiones y el impacto ambiental. Sin embargo, con base en un análisis del nivel actual de las exportaciones de Canadá a EU –de alrededor de 9% de la generación total– desglosada por provincias, fuentes de combustible y factores de emisión, un cálculo rápido sugiere que las emisiones de 1999 relacionadas con las exportaciones totales de Canadá fueron el equivalente a 3,600,000 toneladas

¹⁶² Arturo Gándara, “United States-Mexico Electricity Transfers: of Alien Electrons and the Migration of Undocumented Environmental Burdens”, *Energy Law Journal* 16:1 (1995).

de CO₂, 28,300 toneladas de SO₂ y 9,700 toneladas de NO_x¹⁶³. Asimismo, por definición las exportaciones y las importaciones netas impiden la contaminación en el país importador. Hydro-Quebec considera que con sus exportaciones totales a EU en 1998 se evitó el equivalente a 14,400,000 toneladas de CO₂, 60,400 toneladas de SO₂ y 23,500 toneladas de NO_x que en otras circunstancias habrían emitido las productoras de energía ubicadas en EU¹⁶⁴.

La pregunta no es si el libre comercio generará cambios en la distribución espacial o el tipo de impactos ambientales derivados de la generación de electricidad: es obvio que los ha generado y continuará generándolos. Pero quedan varias preguntas importantes sin respuesta. La primera, al cambiar la ubicación y el tipo de impacto, ¿el libre comercio también modificará la magnitud? Por supuesto, ello requiere una metodología para comparar los impactos ambientales tan negativos como las emisiones de SO_x y las pérdidas de biodiversidad. En segundo lugar, ¿hasta qué punto puede pedírsele a la población local que costee los impactos ambientales relacionados con la generación de energía consumida en otro lugar?

Todo ello plantea, a su vez, la pregunta de hasta qué punto las diferencias en la reglamentación y normas ambientales entre regiones y países y entre diferentes fuentes de combustible son un factor en los cambios de ubicación relacionados con el libre comercio, considerando que el cumplimiento de la reglamentación en el sector eléctrico puede implicar costos significativos. Durante los noventa se prestó particular atención a si los reglamentos ambientales afectan la competitividad empresarial. La comparación del costo de las normas y reglamentos ambientales del sector eléctrico entre Canadá, México y Estados Unidos es un aspecto importante que merece más atención.

Por su carácter de sector que consume gran cantidad de recursos, ocasiona mucha contaminación y tiene fuerte dependencia de los recursos del medio ambiente, la generación de electricidad y sus actividades relacionadas están sujetas a un fuerte ordenamiento ambiental. Las estimaciones más recientes muestran que en 1994 las compañías eléctricas de EU gastaron 4,340 millones de dólares en reducir la contaminación. Los gastos de capital en equipo para reducir la contaminación atmosférica se incrementaron 7% con respecto a 1993, mientras que aquellos para reducir la contaminación del agua se redujeron 2% también con respecto a 1993¹⁶⁵. En lo que respecta a hidroelectricidad, se ha estimado que las mejoras ambientales prescritas por las entidades reguladoras estadounidenses en los últimos años han provocado una reducción de la producción de 1 a 8%, rebasando los costos directos relacionados con la atenuación del impacto. Una estimación sustituta del costo que representa para la industria estadounidense cumplir con los requisitos relativos a las emisiones de SO₂ es de 175 dólares por tonelada, y de entre 600 y 1,000 dólares por tonelada para el NO_x. Es difícil calcular la restricción equivalente en producción o utilidad, pero está entre una décima de centavo a un centavo por kWh.

Además de los costos de operación y de capital de las plantas existentes –incluidos los costos de modernización de plantas viejas con bienes de equipo de fin de proceso– las nuevas instalaciones generadoras enfrentan numerosos (y a menudo onerosos) requisitos de evaluación de impacto ambiental. El cumplimiento de las obligaciones de EIA cuesta mucho tiempo y dinero: una EIA puede llevarse entre 12 y 24 meses. La FERC menciona que la disposición más importante para

¹⁶³ Estos cálculos utilizaron datos sobre exportaciones de *Electric Power in Canada 1998-1999*, así como datos de análisis realizados en Miller y col. 2002. relativos a emisiones del sector eléctrico en las provincias.

¹⁶⁴ Comunicación de Hydro-Quebec a la CCA, 10 de enero de 2002.

¹⁶⁵ Departamento de Comercio de EU (1996), "Pollution Abatement Costs and Expenditures: 1994", MA2000 (94) – 1.

obtener un Permiso Presidencial de exportación o importación de electricidad gira en torno al otorgamiento de permisos de EIA.

Considerando que las restricciones tecnológicas y de precio son menos flexibles entre productores, surge la pregunta de si las diferencias en reglamentos ambientales pueden afectar las decisiones en cuanto a la ubicación de plantas generadoras en América del Norte. Es decir, ¿hasta qué punto el libre comercio ocasionará, como lo sugieren los datos de NEWGen actuales, la cancelación o el aplazamiento de generación planeada en unas regiones y la expansión en otras y hasta qué punto dicho aplazamiento, expansión y cambios de ubicación obedecen a diferencias de normatividad ambiental? Hay algunas pruebas empíricas de que los países con reglamentos ambientales laxos en zonas de libre comercio tienden a incrementar su ventaja comparativa en lo tocante a industrias muy contaminantes. También hay algún indicio limitado de que industrias altamente tóxicas se están trasladando de países de fuerte normatividad ambiental hacia países con normas menos estrictas¹⁶⁶.

Pero resulta menos claro hasta qué grado las diferencias en normatividad han sido la *causa* de tales cambios en sectores altamente contaminantes.

Algunos análisis del efecto de los reglamentos de calidad ambiental en el comercio sugieren que, en general, las diferencias normativas entre países en sectores muy contaminantes han tenido un impacto pequeño, pero cuantificable, en los patrones de comercio. No obstante, existen factores adicionales y más importantes que pueden explicar de sobra estas decisiones de ubicación independientemente de las normatividades ambientales: proximidad de mercado, costo de mano de obra, costo de capital, riesgos nacionales, infraestructura y otros. Por ejemplo, según datos de NEWGen, hasta 2007 las nuevas plantas se ubicarán mayormente en California y Nueva York, dos de los estados con reglamentos ambientales más estrictos de Estados Unidos. Por consiguiente, al parecer, la proximidad de los mercados, impulsada en parte por las fuertes restricciones que persisten en la transmisión interregional, es más importante que las diferencias en reglamentos ambientales en términos generales.

Sin embargo, existe prueba de que ciertas compañías *pueden* hacer uso estratégico de las diferencias de normatividad ambiental, para reducir sus costos de operación. Aun cuando, en términos generales, el argumento del paraíso de la contaminación hasta ahora no ha encontrado un respaldo empírico fuerte, en Estados Unidos se han dado casos de construcción de nuevas instalaciones de generación justo fuera de las áreas en las que no logran cumplir con dichos ordenamientos, destinándose un alto porcentaje de la generación total a zonas dentro de dichas áreas. Asimismo, tal parece que el hecho de que las normas de emisión de contaminantes “más comunes” en Alberta sean más bajas en comparación con las de EU, será casi de seguro un factor determinante para la construcción de nuevas plantas de generación de energía a base de carbón en esa provincia en los próximos años.

En la hidroelectricidad parece existir una diferencia similar en la reglamentación. Como ya se ha mencionado, los permisos de proyectos hidroeléctricos en EU parecen haber evolucionado enormemente desde 1986, con la aprobación de la Ley de Protección al Consumidor de Electricidad (*Electric Consumer Protection Act*), que estipula que la FERC dé la misma importancia a los problemas ambientales. Sin embargo, hay diferencias importantes entre los procedimientos para otorgar permisos de EU y los de Canadá. Como los permisos no suelen tener

¹⁶⁶ Banco Mundial. 1992. *Trade and Environment*. Editado por Patrick Low. Washington, DC.

vigencia limitada, no existe equivalente en el proceso de renovación de permisos en EU¹⁶⁷. Por eso, puede que los regímenes de flujo aplicados a las plantas hidroeléctricas de Canadá sean mucho menos exigentes que los correspondientes a proyectos similares en EU.

Sin embargo, a diferencia del caso de la calidad atmosférica, se han hecho pocos estudios sobre las diferencias de normatividad entre las jurisdicciones del TLC con respecto a la hidroelectricidad, o sobre sus consecuencias en el establecimiento de plantas. Si no se realiza una evaluación cuidadosa de la forma en que los proyectos similares son o serían tratados en estos entornos normativos distintos es imposible llegar a conclusiones firmes sobre el grado en que las diferencias de normatividad provocan un efecto de paraíso de contaminación.

También existen indicios limitados y poco satisfactorios de los efectos ambientales globales del libre comercio en América del Norte. Un estudio¹⁶⁸ concluyó que en el futuro cercano, conforme aumenten las exportaciones de México a Estados Unidos, podría ocurrir un descenso en las emisiones de SO₂ y NO_x, y un incremento en las emisiones de CO₂. En cuanto al comercio de electricidad Canadá-EU, se espera un incremento considerable con la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas y de carbón locales que atenderán el mercado estadounidense. Se han realizado algunas estimaciones sobre las emisiones atmosféricas que pueden evitarse con la exportación de hidroelectricidad, pero no hay estimaciones satisfactorias con respecto a su efecto ambiental neto, tomando en cuenta los efectos directos de presas y represas en los ecosistemas y la población. Por lo tanto, sería prematuro emitir conclusiones sobre los efectos ambientales netos del libre comercio de electricidad en América del Norte.

¹⁶⁷ Sin embargo, hace poco Columbia Británica y Ontario decidieron participar en procesos de planeación de uso de aguas con el objeto de revisar los regímenes en vigor para plantas hidroeléctricas.

¹⁶⁸ Hoyt, Edward A., John Paul Moscarella y Joel N. Swisher. 1998. "Environmental Implications of Increased U.S.-Mexico Electricity Trade". *Environmental Science and Policy*, pp. 99-113.

ANEXO I - IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE EQUIPO PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN AMÉRICA DEL NORTE

Importaciones y exportaciones de equipo para la generación de electricidad en América del Norte					
Fuente - Trade Data Online, Industry Canada					
Exportaciones a Canadá: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
EU	651,872,345	819,572,614	999,040,437	987,884,541	1,107,021,771
México	34,562,989	59,309,481	57,450,551	93,338,758	89,074,549
Total	686,435,334	878,882,095	1,056,490,988	1,081,223,299	1,196,096,320
Exportaciones a EU: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canadá	796,389,004	671,627,288	734,163,231	821,760,218	949,992,682
México	1,140,690,945	1,562,411,906	1,665,796,600	1,751,619,423	2,104,040,835
Total	1,937,079,949	2,234,039,194	2,399,959,831	2,573,379,641	3,054,033,517
Exportaciones a México: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canadá	2,186,134	1,990,441	4,752,176	9,019,026	3,111,307
EU	1,059,092,342	1,447,041,384	1,333,417,831	1,618,674,681	1,961,503,103
	1,061,278,476	1,449,031,825	1,338,170,007	1,627,693,707	1,964,614,410
IMPORTACIONES					
Importaciones canadienses: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
EU	556,952,156	697,972,089	841,244,785	814,967,875	859,559,033
México	34,562,989	59,309,481	57,450,551	93,338,758	89,074,549
Total	591,515,145	757,281,570	898,695,336	908,306,633	948,633,582
Importaciones de EU: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canadá	748,185,054	628,286,913	675,778,690	738,724,281	861,164,666
México	1,140,690,945	1,562,411,906	1,665,796,600	1,751,619,423	2,104,040,835
Total	1,888,875,999	2,190,698,819	2,341,575,290	2,490,343,704	2,965,205,501
Importaciones mexicanas: Dólares actuales de EU					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canadá	2,186,134	1,990,441	4,752,176	9,019,026	3,111,307
EU	1,059,092,342	1,447,041,384	1,333,417,831	1,618,674,681	1,961,503,103
Total	1,061,278,476	1,449,031,825	1,338,170,007	1,627,693,707	1,964,614,410
Los datos de México se derivan de los de Canadá y EU. Por ejemplo, la cifra de exportaciones de México a Canadá corresponde a la de las importaciones canadienses de México.					

ANEXO II - SUBPARTIDAS DEL SA UTILIZADAS PARA CALCULAR LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE EQUIPO A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE CANADÁ Y EU, NO LA ELECTRICIDAD EN SÍ

Subpartidas del SA utilizadas para calcular las importaciones y exportaciones de equipo a la industria eléctrica de Canadá y EU, no la electricidad en sí.

- SA 840110 – reactores nucleares
- SA 840120 – máquinas y aparatos para la separación isotópica y sus partes
- SA 840130 – elementos combustibles (cartuchos) sin irradiar
- SA 840140 – partes de reactores nucleares
- SA 840211 – calderas acuotubulares - producción de vapor superior a 45 ton. por hora
- SA 840212 – calderas acuotubulares - producción de vapor inferior o igual a 45 ton. por hora
- SA 840219 – las demás calderas de generación de vapor, incluidas las calderas mixtas
- SA 840220 – calderas denominadas de agua sobrecalentada
- SA 840290 – partes de calderas de vapor o de generación de vapor
- SA 840410 – aparatos auxiliares para calderas de calefacción central, de vapor o generadores de vapor
- SA 840420 – condensadores para máquinas de vapor o generadores de vapor
- SA 840490 – partes para aparatos auxiliares y condensadores para máquinas de vapor o generadores de vapor
- SA 840510 – generadores de gas pobre (gas de aire) o de gas de agua; generadores de acetileno y generadores similares de gases
- SA 840590 – partes de generadores de gas pobre o gas de agua, generadores de acetileno y generadores similares de gases
- SA 840619 – turbinas de vapor y las demás turbinas de vapor (excepto para la propulsión de barcos)
- SA 840681 – turbinas de vapor y las demás turbinas de vapor (excepto para la propulsión de barcos) – potencia superior a 40MW
- SA 840682 – turbinas de vapor y las demás turbinas de vapor (excepto para la propulsión de barcos) – potencia igual o inferior a 40MW
- SA 840690 – partes de turbinas de vapor y las demás turbinas de vapor
- SA 840810 – motores diesel para la propulsión de barcos
- SA 841011 – turbinas y ruedas hidráulicas - potencia inferior o igual a 1,000 kW
- SA 841012 – turbinas y ruedas hidráulicas de potencia de entre 1,000 kW y 10,000 kW
- SA 841013 – turbinas y ruedas hidráulicas de potencia superior a 10,000 Kw
- SA 841090 – partes de turbinas y ruedas hidráulicas, incluidos los reguladores de velocidad
- SA 850211 – grupos electrógenos con motor diesel o semidiesel – potencia inferior o igual a 75 kVa
- SA 850212 – grupos electrógenos con motor diesel o semidiesel – potencia de 76 kVa a 375 kVa
- SA 850213 – grupos electrógenos con motor diesel o semidiesel – potencia superior a 375 kVa
- SA 850230 – grupos electrógenos
- SA 850231 – grupos electrógenos – accionados con viento
- SA 850239 – grupos electrógenos – los no accionados con viento
- SA 850240 – convertidores rotativos eléctricos
- SA 850300 – partes para motores eléctricos, generadores, grupos electrógenos y convertidores rotativos
- SA 850421 – transformadores de dieléctrico líquido – potencia inferior o igual a 650 kVa
- SA 850422 – transformadores de dieléctrico líquido – potencia entre 650 kVa y 10,000 kVa
- SA 850423 – transformadores de dieléctrico líquido – potencia superior a 10,000 kVa

- SA 850431 – transformadores eléctricos – potencia inferior o igual a 1 kVa
- SA 850432 – transformadores eléctricos – potencia de 1 kVa a 16 kVa
- SA 850433 – transformadores eléctricos – potencia de 17 kVa a 500 kVa
- SA 850434 – transformadores eléctricos – potencia superior a 500 kVa
- SA 850440 – convertidores eléctricos estáticos (incluidas fuentes de poder, rectificadores y convertidores)
- SA 850450 – bobinas de inducción
- SA 850490 – partes de transformadores eléctricos, convertidores estáticos y bobinas de inducción

VOCABULARIO

Acceso abierto: Disposición regulatoria que permite a terceros usar la transmisión de una empresa de servicio público y las instalaciones de distribución para mover energía a granel de un punto a otro de manera no discriminatoria y mediante tarifa basada en el costo.

Acceso directo: La posibilidad de un cliente detallista de comprar productos del sector eléctrico directamente del mercado al mayoreo y no mediante una planta de distribución local.

Agrupación eléctrica: Asociación de dos o más sistemas eléctricos interconectados que establecen un acuerdo para coordinar las operaciones y planear mejoras en materia de confiabilidad y eficiencia.

Autoridad tarifaria: Autoridad jurídica de la comisión sobre compañías de servicio público con competencia para establecer, modificar, aprobar o denegar tarifas, en virtud de las facultades que la legislación federal o estatal otorga a la comisión.

Barril: Unidad de medida de volumen del petróleo crudo y productos de petróleo, equivale a 158.9 litros.

Base tarifaria: Valor de propiedad sobre el cual una autoridad reguladora autoriza la tasa de ganancia de una compañía eléctrica. La base tarifaria representa por lo regular el valor de la propiedad utilizada por la compañía al suministrar el servicio y puede calcularse mediante uno o varios de los siguiente métodos contables: valor justo, inversión razonable, costo de reproducción o costo de producción. Según el método que se utilice, la base tarifaria comprende el capital en efectivo, circulante, materiales y suministros, y deducciones para provisiones acumuladas para amortización, contribuciones en ayuda de construcción, anticipos de clientes para la construcción, impuesto sobre la renta diferido acumulado, y crédito fiscal para inversión diferido acumulado.

Beneficios irrecuperables: Beneficios asociados con el servicio regulado de electricidad al menudeo que pueden estar en riesgo ante la competencia al menudeo de mercado abierto. Por ejemplo, programas de conservación, diversidad de combustibles, confiabilidad del suministro, e ingresos fiscales basados en las ganancias de la compañía de servicios públicos.

Bolsa de energía (*power exchange*): Entidad que establecerá un mercado al contado (*spot*) competitivo para la energía eléctrica mediante subasta de día previo u hora previa para la generación y licitaciones de demanda.

BTU (British Thermal Unit): Unidad estándar para medir la cantidad de energía calorífica equivalente a la cantidad de calor necesaria para elevar 1 grado Fahrenheit la temperatura de 1 libra de agua.

Caldera: Dispositivo para generar vapor con fines de generación de energía, procesamiento o calentamiento, o para producir agua caliente para efectos de calentamiento o de suministro de agua caliente. El calor de una fuente de combustión externa se transmite hacia un fluido que se encuentra en los tubos del cuerpo de la caldera. Este fluido se entrega para uso final a la presión, temperatura y calidad deseadas.

Capacidad (comprada): Cantidad de energía y capacidad disponible para compra fuera del sistema.

Capacidad de carga de base: Equipo generador que suele utilizarse para suministrar cargas durante las veinticuatro horas del día.

Capacidad operativa: Carga máxima que una unidad generadora, estación generadora u otro aparato eléctrico puede proveer en determinadas condiciones, en un periodo de tiempo dado y sin rebasar los límites aprobados de temperatura y tensión.

Capacidad pico: Capacidad del equipo de generación normalmente reservada para su funcionamiento durante las horas de carga más alta del día, la semana o la estación. Algunos equipos de generación pueden ser operados en ciertos periodos como capacidad pico y otros tiempos para suministrar carga las 24 horas del día.

Carbón: Roca de color negro o café oscuro muy combustible que, incluida la humedad inherente, se compone de más de 50% en peso y más de 70% en volumen de material carbonoso. Se forma de restos de plantas que se han compactado, endurecido, alterado químicamente, y metamorfoseado por efecto del calor y la presión a lo largo del tiempo geológico.

Carga (eléctrica): Cantidad de energía eléctrica suministrada o requerida en determinado punto o puntos de un sistema. La cantidad requerida la determina el equipo consumidor de energía de los consumidores.

Carga de base: Cantidad mínima de energía eléctrica suministrada o requerida durante un periodo determinado de tiempo a un índice constante.

Carga intermedia (sistema eléctrico): El rango de carga de base hasta un punto entre carga de base y carga pico. Puede ser el punto medio, un porcentaje de la carga pico o la carga sobre determinado periodo de tiempo.

Carga interrumpible: Se refiere a actividades del programa que, conforme a los arreglos contractuales, pueden interrumpir la carga al consumidor en temporadas de carga pico mediante el control directo del operador del sistema o mediante la acción del consumidor, a petición directa del operador del sistema. Generalmente se aplica a consumidores comerciales e industriales. En algunos casos la reducción de la carga puede verse afectada por la acción directa del operador del sistema (interferencia remota), después de notificarlo al consumidor, tal como se estipula en las condiciones contractuales. Por ejemplo, las cargas que pueden ser interrumpidas para cumplir con requisitos de reserva para planeación u operación deben considerarse como carga interrumpible. La definición de carga interrumpible que aquí se maneja excluye el Control Directo de Carga (*Direct Load Control*) y la Gestión de Otras Cargas (*Other Load Management*). (La carga interrumpible, tal como se define aquí, es sinónimo de demanda interrumpible) notificada al Consejo sobre Fiabilidad Eléctrica de América del Norte (*North American Electric Reliability Council*) en la Form EIA-411 voluntaria, “Coordinated Regional Bulk Power Supply Program Report,” con la salvedad de que los efectos estacionales de carga pico se presentan en la Form EIA-861 y efectos anuales de carga pico (es decir, verano e invierno) en la Form EIA-411).

Carga pico no coincidente: La suma de dos o más cargas pico sobre sistemas individuales que no ocurren en el mismo intervalo de tiempo. Es significativa sólo cuando se consideran cargas dentro de un periodo de tiempo limitado, por ejemplo, un día, una semana, un mes, una estación de calor o de frío, y generalmente no superior a un año.

Carga trasladada en bolsa: Carga que se programa en la bolsa de energía y que se recibe por medio de las instalaciones de transmisión o distribución de los propietarios de redes de transmisión participantes.

Cargo de potencia: Uno de los dos elementos del método de doble precio utilizado en transacciones de capacidad (el segundo elemento es el cargo de energía). El cargo de potencia, a veces llamado cargo de demanda (*Demand Charge*) se calcula a partir de la cantidad de potencia comprada.

Cargo por transición competitiva: monto no eludible que una compañía de servicio público de distribución cobra a los clientes, incluidos aquellos con contratos con proveedores que no forman parte del servicio público, para recuperación de los costos de transición del servicio público.

Central combinada de acumulación por bombeo: Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo que utiliza agua bombeada así como la corriente natural del agua para producir electricidad.

Central de carga de base: Central compuesta de unidades de vapor-electricidad de gran eficiencia, que se utiliza para tomar todo o parte de la carga mínima de un sistema, y que, por consiguiente, produce electricidad a un índice esencialmente constante y opera de forma continua. Estas unidades se utilizan para potenciar la eficiencia mecánica y térmica de un sistema y minimizar sus costos de operación.

Central de carga pico: Planta que generalmente tiene unidades de vapor viejas y de bajo rendimiento, turbinas de gas, gasóleo o equipo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo que suele utilizarse durante los periodos de carga pico.

Central de combustión interna: Central cuyo motor primario es una máquina de combustión interna. Una máquina de combustión interna tiene uno o más cilindros en los que se efectúan los procesos de combustión, convirtiendo en energía mecánica la energía generada por combustión rápida de una mezcla de combustible y aire. Los motores de gasóleo o de gas son los más utilizados en centrales eléctricas. La central opera generalmente durante periodos de gran demanda de electricidad.

Central de turbina de gas: Central cuyo motor primario es una turbina de gas. La turbina de gas se compone generalmente de un compresor de aire de flujo axial y una o más cámaras de combustión, en las que se quema combustible líquido o gaseoso. Los gases calientes generados son enviados a la turbina donde se expanden para impulsar el generador y así poner en marcha el compresor.

Central de vapor (convencional): Central cuyo motor primario es una turbina de vapor. El vapor se utiliza para accionar la turbina y se produce en una caldera en la que se queman combustibles fósiles.

Central eléctrica cooperativa: Central eléctrica establecida legalmente para ser operada para beneficio de los que reciben sus servicios, y que es propiedad de los mismos. Esta central generará, transmitirá y distribuirá energía eléctrica a áreas específicas que no reciben el servicio de otra central. Este tipo de compañías suelen estar exentas del impuesto sobre la renta federal. La mayoría de las cooperativas de electricidad han recibido financiamiento inicial de la Administración para la Electrificación Rural (*Rural Electrification Administration*), del Departamento de Agricultura del EU.

Central geotérmica: Planta cuyo motor primario es una turbina de vapor. La turbina es accionada con el vapor producido con agua caliente o bien con vapor natural cuya energía se produce con el calor que se encuentra en rocas o fluidos a profundidades diversas bajo la superficie de la tierra. La energía es extraída por perforación o bombeo.

Central hidroeléctrica: Central cuyos generadores de turbina son accionados por caídas de agua.

CFE: *Comisión Federal de Electricidad* —empresa estatal que genera, transmite, distribuye y vende electricidad a 19 millones de clientes, que constituyen casi el 80% de los mexicanos.

Ciclo combinado: Tecnología de generación eléctrica para producir electricidad con el calor que desecha una o más turbinas (de combustión) de gas. El calor se conduce a una caldera convencional o a un generador de vapor de recuperación de calor y una turbina de vapor la utiliza para producir electricidad. Este proceso aumenta la eficiencia de la unidad generadora de electricidad.

Circuito: Conductor o sistema de conductores por el que fluye la corriente eléctrica.

Cogeneradora: Planta generadora que produce electricidad y otra forma de energía térmica útil (como calor o vapor) que se utiliza para fines industriales, comerciales, de calefacción o refrigeración. Para pertenecer a la categoría de planta calificada (*qualifying facility, QF*) conforme a la Ley sobre Políticas Reguladoras de Instalaciones Públicas (*Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA*), la planta debe producir energía eléctrica y “otra forma de energía térmica útil mediante el uso secuencial de energía” y cumplir con ciertos criterios de propiedad, operación y eficiencia establecidos por la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*). (Véase Code of Federal Regulations, Title 18, Part 292.)

Colectores de partículas de gas líquido: Equipo utilizado para retirar hollín de los gases de combustión de una caldera antes que se descarguen en la atmósfera. Son colectores de partículas los precipitadores electrostáticos, los colectores mecánicos (ciclones), los filtros de tela (cámaras de filtros) y los purificadores en húmedo.

Combustible nuclear: Materiales fisiónables que han sido enriquecidos hasta constituir una composición que, al colocarse en un reactor nuclear, soportará una reacción en cadena de fisión auto sustentable, produciendo calor de forma controlada para uso en procesos.

Comercializadoras de energía: Entidades empresariales cuya labor es comprar, vender y comercializar la electricidad. También conocidos como “mercaderes”, estos comercializadores de energía no poseen instalaciones de generación o transmisión. A diferencia de los corredores o agentes, adquieren la propiedad de la electricidad y participan en el comercio interestatal. Estas entidades se registran ante la Federal Energy Regulatory Commission para obtener la calidad de comercializadoras de energía.

Compañía de servicio público propiedad de inversionistas: Tipo de compañía cuyas acciones se ofrecen al público y que está organizada como empresa contribuyente, generalmente financiada con la venta de valores en el mercado de capitales. Está reglamentada y autorizada para producir unos rendimientos autorizados.

Compañía de servicios de transmisión: Entidad regulada que posee, y puede construir y mantener, cables para transmitir energía al mayoreo. Puede o no ocuparse del despacho de energía y las funciones de coordinación. Está regulada para proveer conexiones no discriminatorias, servicio comparable y recuperación del costo. De conformidad con la *EPACT*, comprende toda compañía eléctrica, planta de cogeneración autorizada, planta pequeña de producción de energía autorizada o dependencia federal comercializadora de energía que posea u opere instalaciones de transmisión de energía que son utilizadas para la venta de energía eléctrica al mayoreo.

Compañía eléctrica: Empresa, persona, dependencia, autoridad o cualquier otra entidad jurídica o intermediario que posea y/u opere instalaciones en EU, sus territorios o en Puerto Rico, para generar, transmitir, distribuir o vender energía eléctrica, principalmente para uso de la ciudadanía y personas a que se refiere el Código de Reglamentos Federales (*Code of Federal Regulations*), Title 18, Part 141. La instalaciones denominadas cogeneradoras o pequeñas productoras de energía conforme a la Ley sobre Políticas Reguladoras de Centrales Publicas (*Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA*) no se consideran centrales eléctricas.

Compañía generadora: Entidad reglamentada o no reglamentada (según la estructura de la industria) que opera y mantiene centrales generadoras existentes. La compañía generadora puede ser propietaria de las centrales generadoras o interactuar en el mercado a corto plazo en nombre de los propietarios de las centrales. Dentro del contexto de la reestructuración del mercado de electricidad, se usa a veces el término de compañía generadora para designar un “mercader” o proveedor especializado para las plantas de generación que anteriormente eran propiedad de una compañía de servicio público de integración vertical.

Competencia de mayoreo: Sistema por el que un distribuidor de energía podría elegir entre una variedad de productores para sus compras de energía, y los productores de energía podrían competir para vender su energía a diversas compañías de distribución.

Competencia de menudeo: Se refiere al concepto por el que diversos vendedores de energía eléctrica pueden vender directamente a clientes finales y al proceso y las responsabilidades correspondientes.

Compras puntuales: Una única remesa de combustible o volúmenes de combustible, adquirida para entrega durante un año. Las compras puntuales suelen efectuarse para que el consumidor satisfaga una parte de necesidades energéticas, para hacer frente a necesidades de energía imprevistas o para aprovechar los precios bajos del combustible.

Confiabilidad: La confiabilidad del sistema eléctrico tiene dos componentes: suficiencia y seguridad operativa. La suficiencia es la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda integral de energía eléctrica así como las necesidades de los consumidores en todo momento, tomando en cuenta los cortes previstos e imprevistos en las plantas del sistema. La seguridad operativa es la capacidad del sistema eléctrico para hacer frente a perturbaciones repentinas, como los cortos circuitos o la pérdida imprevista de instalaciones del sistema. El

grado de confiabilidad puede medirse por la frecuencia, duración y magnitud de efectos adversos sobre los servicios al consumidor.

Congestión: Situación que se suscita cuando no se dispone de suficiente capacidad de transferencia para completar la cantidad de transmisión de electricidad programada de manera simultánea.

Coque (petróleo): Residuo con alto contenido de carbono y bajo contenido de hidrógeno, producto final de la descomposición térmica en el proceso de condensación del craqueo. Este producto se conoce como coque comercializable o coque catalizador. Cinco barriles (de 42 galones estadounidenses cada uno) equivalen a una tonelada corta. El coque proveniente del petróleo tiene un poder calorífico de 6.024 millones de Btu por barril.

Corredor: Entidad que negocia la compra y venta de energía, transmisión y otros servicios eléctricos entre compradores y vendedores, sin tener derechos sobre la energía vendida.

Corte forzoso: Cierre de una unidad generadora, línea de transmisión u otra instalación por cuestiones de emergencia o cuando el equipo generador no pueda activarse debido a una descompostura imprevista.

Corte: Periodo en el que una unidad generadora, línea de transmisión u otra instalación se encuentra fuera de servicio.

Costos irrecuperables: Costos razonables en los que incurre una compañía de servicios públicos que pueden no ser recuperables en situación de competencia de mercado entre minoristas. Por ejemplo, por instalaciones de generación no amortizadas, costos diferidos y costos de contrato a largo plazo.

CRE: Comisión Reguladora de Energía, organización cuya misión es promover la inversión en las industrias del gas y la electricidad así como su desarrollo.

Demanda (de electricidad): Velocidad a la que un sistema suministra energía eléctrica, o a la que recibe la energía un sistema, parte de un sistema o elemento de un equipo, en un momento determinado o en promedio sobre determinado periodo de tiempo.

Demanda máxima: La demanda más grande de todas las demandas de carga que se da en un determinado periodo de tiempo.

Demanda pico: Carga máxima durante un periodo de tiempo determinado.

Desinversión: Despojo de una de las funciones de la compañía de servicio público mediante la venta (*spinning off* o salida) o cambio en la propiedad de los activos relacionados con esa función. El despojo se suele asociar con la salida de los activos de generación para que dejen de ser propiedad de los accionistas que poseen los activos de transmisión y distribución.

Desregulación: Eliminación de reglamentos en una industria o sector industrial anteriormente reglamentados.

Disgregación: Subdivisión del proceso total del servicio de energía eléctrica desde el generador hasta el medidor por sus elementos componentes con el objeto de ofrecer separadamente precios y servicios.

Distribución: Suministro de electricidad a los consumidores de menudeo (hogares, empresas, etcétera).

Electricidad para consumo de planta: Energía eléctrica utilizada para el funcionamiento de una central. Esta energía total se resta a la producción bruta de energía de la central. A efectos de notificación, la producción de energía de la planta se reporta luego como cifra neta. La energía requerida para bombeo en una planta de acumulación por bombeo, por definición, se sustrae y la producción de energía para estas plantas se reporta como cifra neta.

Estabilidad: Característica de un sistema o elemento por la que su producción alcanzará un estado constante. Cantidad de energía que puede ser transferida de una máquina a otra después de una perturbación. La estabilidad de una sistema de energía es su capacidad para poner en marcha fuerzas de recuperación iguales o superiores a las fuerzas de la perturbación para poder mantener un equilibrio estable.

FERC: Federal Energy Regulatory Commission (*Comisión Federal Reguladora de Energía*)

Fijación de precios en función del mercado: Precios del servicio eléctrico establecidos en un sistema de mercado abierto de oferta y demanda. El precio se fija exclusivamente por acuerdo acerca de lo que el comprador pagará y lo que el vendedor aceptará. Estos precios pueden recuperar menos o más de los costos totales, dependiendo de lo que el vendedor y comprador consideren pertinente en cuanto a oportunidades y riesgos.

Gas fuera de pico: Gas que se debe suministrar y admitir sobre demanda cuando ésta no se encuentra en su nivel máximo.

Gas interrumpible: Gas vendido a los clientes con una cláusula que permite restricción, o suspensión del servicio a discreción de la compañía distribuidora y en determinadas circunstancias, como se especifica en el contrato de suministro.

Gas natural: Mezcla natural de gases de hidrocarburos y no hidrocarburos que se encuentran en formaciones geológicas porosas bajo la superficie terrestre, a menudo junto con petróleo. El elemento principal es el metano.

Generación (de electricidad): Proceso para producir energía eléctrica mediante la transformación de otras formas de energía. También es la cantidad de energía eléctrica producida, expresada en vatios/hora (Wh).

Generación bruta: Cantidad total de energía eléctrica producida por unidades de generación en una o varias estaciones generadoras, estimada en las terminales del generador.

Generación neta: Generación bruta menos consumo de planta de todas las centrales propiedad de una compañía de servicio público. La energía requerida para bombeo en una central de acumulación por bombeo se considera consumo de planta y debe deducirse de la generación bruta.

Generación neta: Generación bruta menos la energía eléctrica consumida en la estación generadora para el funcionamiento de la misma.

Generación transada en bolsa: Generación que se programa en la bolsa de energía.

Generador planeado: Propuesta de una compañía para instalar equipo generador de electricidad en un emplazamiento o sitio existente o planeado. Para que se acepte el proyecto, el propietario debe tener (1) todas las aprobaciones ambientales y de regulación, (2) un contrato firmado para la energía eléctrica o (3) liquidez financiera para la instalación.

Gestión del lado de la demanda: Planeación, instrumentación y monitoreo de las actividades de las compañías de servicio público concebidas para exhortar a los consumidores a que modifiquen los patrones de uso de energía, como los aspectos de tiempo y el grado de demanda de electricidad. Se refiere solamente a la energía y actividades de modificación del perfil de carga que se realizan en respuesta a programas administrados por las compañías. No se refiere a los cambios en la energía y el perfil de carga originados por la operación normal del mercado o de las normas de eficiencia energética impuestas por el gobierno. La gestión desde el lado de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés) cubre toda la gama de objetivos de perfil de carga, como la conservación estratégica y la gestión de la carga así como el crecimiento estratégico de la carga.

Gigavatio (GW): Mil millones de vatios

Gigavatio/hora (GWh): Mil millones de vatios por hora

Instalación autorizada (*Qualifying Facility, QF*): Instalación de cogeneración o de pequeña producción de energía que cumple ciertos criterios de propiedad, operación y eficiencia establecidos por la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* conforme a la *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)*.

Integración vertical: Arreglo por el que una misma empresa es propietaria de las diferentes etapas de producción, venta y distribución de un producto o servicio. En la industria eléctrica, se refiere al sistema tradicional por el que una central posee plantas de generación propias, sistema de transmisión y líneas de distribución para proporcionar todos los aspectos del servicio eléctrico.

Kilovatio (kW): Mil vatios.

Kilovatio/hora (kWh): Mil vatios por hora.

Licitación para demanda: Licitación en el mercado de energía que indica una cantidad de energía o un servicio complementario que un cliente autorizado está dispuesto a comprar y, cuando procede, el precio máximo que el cliente está dispuesto a pagar.

Lluvia ácida: Conocida también como precipitación ácida o deposición ácida, la lluvia ácida es la precipitación que contiene cantidades nocivas de ácidos nítrico y sulfúrico, compuestos básicamente de óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre liberados en el medio ambiente durante la quema de combustibles fósiles. La precipitación puede ser húmeda (lluvia, nieve o neblina) o seca (materia gaseosa o particulada absorbida, partículas de aerosol o polvo). La lluvia ácida tiene un pH inferior a 5.6; el de la lluvia común es de aproximadamente 5.6, o sea que es ligeramente ácida. El término pH se utiliza para medir la acidez o alcalinidad, en una escala de 0 a 14. Se considera que el nivel de pH neutro es 7. Los niveles inferiores a 7 indican mayor acidez, y los niveles superiores a 7 indican mayor alcalinidad.

Margen de reserva (operativa): Cantidad de capacidad existente no utilizada de un sistema de energía eléctrica a nivel de carga pico para un sistema de una compañía de servicios eléctricos expresada como porcentaje de la capacidad total.

Megavatio (MW): Un millón de vatios.

Megavatio/hora (MWh): Un millón de vatios por hora.

Mercado a plazo, de futuros: Arreglo por contrato para el suministro futuro de un producto y con un precio fijado en el momento de su compra. El precio se define mediante subasta o en función del mercado. Se trata de un mecanismo de cobertura, de carácter bursátil, estandarizado y regulado por el gobierno.

MMpc: Un millón de pies cúbicos.

Monopolio: Único vendedor de electricidad que tiene el control de todas las ventas de mercado.

Mpc: Mil pies cúbicos.

NEB: National Energy Board (*Comisión Nacional de Energía*)

Normativa sobre costo del servicio: Normativa tradicional de las centrales eléctricas por la cual una compañía de servicio público puede establecer tarifas basándose en el costo del servicio a los clientes y en el derecho de obtener una ganancia limitada.

Operación comercial: La operación comercial comienza cuando el control de la carga del generador pasa a manos del distribuidor o despachador del sistema.

Peaje para distribución de menudeo: Proceso que consiste en llevar la energía eléctrica de un punto de generación hasta el consumidor de menudeo por medio de uno o más sistemas de transmisión y distribución públicos de propiedad de una compañía de servicios públicos.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos en estado líquido que se encuentran en depósitos naturales subterráneos, a menudo asociados con gas. Son tipos de petróleo el combustóleo No. 2, No. 4, No. 5, No. 6, crudo de destilación primaria, keroseno y carburante.

Planta de energía nuclear: Planta en la que el calor producido mediante la fisión de combustible nuclear se utiliza para operar una turbina de vapor.

Planta eléctrica (física): Planta que contiene motores primarios, generadores eléctricos y equipo auxiliar para convertir la energía mecánica, química y/o de fisión en energía eléctrica.

Planta: Emplazamiento en el que se localizan los motores primarios, generadores eléctricos y equipo auxiliar para convertir la energía mecánica, química o nuclear en energía eléctrica. Una planta puede tener más de un tipo de motor primario. Las centrales eléctricas de servicio público excluyen las instalaciones que cumplen con la definición de instalación autorizada conforme a la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978.

Potencia: Cantidad de energía eléctrica suministrada o requerida para la que está fabricado un generador, turbina, transformador, circuito de transmisión, estación o sistema.

Precio de equilibrio del mercado: Precio en el que la oferta es igual a la demanda para los mercados de día previo y hora previa.

Productor de energía no público: Empresa, persona, dependencia, autoridad, entidad jurídica o intermediario que posee capacidad de generación de electricidad sin ser una compañía de servicio

público. Los productores de energía no públicos pueden ser empresas cogeneradoras autorizadas, pequeños productores de energía autorizados y otras generadoras no públicas (entre ellas las productoras de energía independientes) sin área de servicio designada como franquicia y que no tienen que cumplimentar los formularios del *Code of Federal Regulations, Title 18, Part 141*.

Productoras de energía independientes: Entidades también consideradas productoras que no forman parte del servicio público en Estados Unidos. Estas instalaciones son productoras de electricidad al mayoreo y operan en territorios abastecidos como franquicia de plantas anfitrionas y suelen tener autorización para vender con tarifas de mercado. A diferencia de las compañías públicas tradicionales, las productoras de energía independientes no poseen instalaciones de transmisión ni venden electricidad en el mercado al menudeo.

Recepción por contrato: Compras basadas en un acuerdo negociado que por lo regular cubre un periodo de uno o más años.

Recursos renovables: Los recursos de origen natural pero de flujo limitado que se pueden reponer. Son prácticamente inagotables en cuanto a duración pero limitados en cuanto a la cantidad de energía que pueden generar por unidad de tiempo. Para algunos (como los geotérmicos y la biomasa) las reservas son limitadas en la medida en que se agotan con el uso, pero a escala de décadas, o quizás siglos, probablemente se puedan recuperar. Las fuentes de energía renovables son: biomasa, hidrológica, geotérmica, solar y eólica. En el futuro, podrían también incluirse las tecnologías de aprovechamiento de la energía térmica oceánica y de la acción de olas y mareas. Algunas aplicaciones de la energía renovable son las tecnologías para la generación de electricidad a granel, generación de electricidad *in situ*, generación de electricidad distribuida, generación no conectada a la red, y para la reducción de la demanda (eficiencia energética).

Red: Despliegue de un sistema de distribución de electricidad.

Reducción de voltaje: Toda reducción intencional de 3% o más en el sistema de voltaje a efecto de conservar la continuidad del servicio del sistema de suministro de electricidad a granel.

Reestructuración: Proceso de sustitución de un sistema monopólico de compañías eléctricas por vendedores en situación de competencia, que permite que cada cliente minorista elija a su proveedor de electricidad recibiendo el suministro por medio de las líneas de la compañía local. Implica la reconfiguración de la central eléctrica verticalmente integrada.

Re-regulación: Desarrollo e instrumentación de prácticas normativas que se aplicarán a las entidades reguladas restantes una vez reestructurada la compañía eléctrica verticalmente integrada. Las entidades reguladas restantes serían las que sigan teniendo características de un monopolio natural en el que las imperfecciones en el mercado impiden el logro de resultados más competitivos y en el que, a la luz de otras consideraciones de política, los resultados competitivos no son satisfactorios en algún aspecto. La regulación puede emplear las mismas prácticas normativas que se utilizaron antes de la reestructuración, o a prácticas nuevas.

Reserva inmediatamente disponible: La capacidad de generación de la reserva, funcionando con carga cero y sincronizada al sistema eléctrico.

Servicio de peaje: Paso de electricidad de un sistema a otro utilizando las instalaciones de transmisión de un intermediario. Los contratos de servicio de peaje pueden establecerse entre dos o más sistemas.

Servicio integrado: Se trata de los servicios de generación, transmisión y distribución que ofrece una entidad por un solo monto. Incluiría los servicios complementarios y servicios al menudeo.

Servicios conexos: Servicios necesarios que deben acompañar la generación y suministro de electricidad. Según la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*), son servicios conexos: los servicios de coordinación y programación (seguimiento de carga, servicio de desequilibrio de energía, control de congestiones de transmisión), control de generación automática (control de frecuencia de carga y el despacho económico de centrales), acuerdos contractuales (servicios de compensación de pérdidas) y apoyo

a la integridad y seguridad operativa del sistema (energía reactiva, o reservas operativas o de disposición inmediata).

Servicios de transmisión al mayoreo: Transmisión de la energía eléctrica para su venta en el comercio interestatal al mayoreo (de la *EPACT*).

Sistema de distribución: Porción de un sistema eléctrico que se ocupa de suministrar energía eléctrica al usuario final.

Sistema de transmisión (eléctrica): Grupo interconectado de líneas de transmisión eléctrica y equipo correspondiente para mover o transferir energía eléctrica a granel entre puntos de suministro y puntos en los que es transformada para ser entregada por las líneas del sistema de distribución a los consumidores, o suministrada a otros sistemas eléctricos.

Subestación: Equipo de una instalación que reconfigura, cambia o regula el voltaje eléctrico.

Turbina: Máquina para generar energía mecánica rotativa a partir de la energía de una corriente de fluidos (como agua, vapor o gas caliente). Las turbinas convierten la energía cinética de fluidos en energía mecánica mediante los principios de impulso y reacción, o una combinación de ambos.

Unidad de ciclo combinado: Unidad de generación de electricidad que se compone de una o más turbinas de combustión y de una o más calderas. Parte de la energía suministrada a la(s) caldera(s) se obtiene de los gases de escape de la(s) turbina(s) de combustión.

Unidad de generación: Cualquier combinación de generadores, reactores, calderas, turbinas de combustión u otros motores primarios conectados físicamente y accionados en conjunto para producir energía eléctrica.

Vatio/hora (Wh): Unidad de medición de la energía eléctrica que equivale a un vatio de potencia suministrada o tomada de un circuito eléctrico de manera constante durante una hora.

Fuente EIA: <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/glossary.html>>

