



Electricidad y Medio Ambiente

Iniciativa del Artículo 13 del ACAAN
Comisión para la Cooperación Ambiental

2

Documento de trabajo

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

Preparado por: Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller and Greg Block
Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental

Bajo revisión externa por: Joseph M. Dukert, Independent Energy Consultant
Nancy Kete, World Resources Institute
Michael Margolick, consultor
Eduardo Arriola Valdés, Comisión Federal de Electricidad
Rick van Schoik, San Diego State University Foundation
Henry Lee, JFK School of Government, Harvard University
Steve Charnovitz, Attorney

Fecha: 22 de octubre 2001

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. Luego de recopilar los comentarios y observaciones sobre estos materiales, el Secretariado preparará, a comienzos de 2002, un informe al Consejo con recomendaciones.

Comisión para la Cooperación Ambiental
393, rue Saint-Jacques Ouest, Bureau 200
Montréal (Québec) Canada H2Y 1N9
Tel: (514) 350-4300; Fax: (514) 350-4314
Correo-e: info@ccemtl.org
<http://www.cec.org>

© Comisión para la Cooperación Ambiental, 2001

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 algunos de los principales ángulos de manera casuística o anecdótica.

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 consideración.² El cambio a los mercados competitivos sigue generando un intenso debate en torno de los principios, el diseño, las normas, la estructura institucional y las consecuencias asociadas con la introducción de mercados abiertos en un sector por 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 maximizar los beneficios tanto económicos cuanto medioambientales 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. Las mayores eficiencias se traducirán en más opciones para que los consumidores adquieran energía y servicios eléctricos. Se espera que el aumento de opciones dará lugar a una baja marginal de los precios de la electricidad, aparte de la baja de precio producida por las ganancias en eficiencia. Las consecuencias del aumento de opciones y la baja de precios se analizan en seguida.

Que quede claro: no todas las cerca de 90 jurisdicciones federales, estatales y provinciales de América del Norte han decretado, o piensan hacerlo, planes de liberalización del mercado. 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. El intercambio de electricidad entre Estados Unidos y Canadá ha comprendido ya por algún tiempo la mayoría del comercio subcontinental total de electricidad. El intercambio transfronterizo creció en ambas direcciones durante la pasada década, aunque Canadá se

¹ Esta nota la prepararon Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller y Greg Block en el Secretariado de la Comisión para la Cooperación Ambiental. Se elaboró exclusivamente con fines de discusión y no refleja las opiniones de la CCA o sus Partes. El Secretariado agradece las valiosas aportaciones y asesoría de Joseph M. Dukert.

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

mantiene como exportador neto por amplio margen. En 1998 este último exportó alrededor de 39,500 giga vatios hora (GWh) a Estados Unidos. En el mismo periodo EU envió 17,280 GWh a Canadá.³

Las exportaciones netas de Canadá a Estados Unidos han permanecido relativamente estables en los años recientes, medidas como proporción de la generación total canadiense: alrededor de 9 por ciento de la electricidad generada.

En contraste, 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, o cerca de 8 por ciento 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 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 están muy vinculadas con las reformas regulatorias generales que siguen reconfigurando el sector.

La reforma de la competencia y las normas comerciales son, juntas, 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 profundos efectos tanto en el interior de los países como entre ellos. En Estados Unidos, la introducción de las órdenes 888, 889 y 2000 de la Comisión Federal Reguladora de la Energía (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) ha sido el impulso principal de la reestructuración en ese país.⁴ Es abundante la literatura que examina las normas, los objetivos y los posibles efectos en los mercados estadounidenses de electricidad.

Dados su tamaño, proximidad e importancia para las centrales canadienses, no es de sorprender que los cambios en EU sigan teniendo importantes implicaciones estructurales y normativas en Canadá. De hecho, varias centrales y cuerpos regulatorios canadienses no sólo siguen de cerca las repercusiones de las citadas órdenes de la FERC, sino que parecen estar preparándose para ajustarse a estas estipulaciones al grado en que tal conformidad asegurará el acceso al mercado de EU. Por ejemplo, la Junta Nacional de

³ No hay congruencia en las diversas fuentes de información sobre el comercio en general y el intercambio 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.

⁴ Varias jurisdicciones han manifestado puntos de vista distintos sobre las implicaciones de las órdenes de reestructuración de la FERC. Por ejemplo, tanto la Comisión Federal de Electricidad de México como al menos una provincia canadiense han expresado preocupación sobre las implicaciones extraterritoriales de las órdenes 888, 889 y 2000 de la FERC. Un punto esencial de estas órdenes es asegurar un mercado abierto con base en principios de tratamiento igual y no discriminación.

Energía de Canadá (National Energy Board of Canada) recientemente señaló que se prevé que las órdenes de la FERC aumentarán aún más el comercio norte-sur entre Canadá y Estados Unidos.⁵

El órgano oficial normativo de México —la Comisión Reguladora de Electricidad (CRE)— no ha aceptado explícitamente las órdenes 888, 889 y 2000 de la FERC. Es más, en un momento dado la CRE manifestó su preocupación por las posibles implicaciones de extraterritorialidad de los cambios de esas normas y sus efectos en el sector eléctrico mexicano. Sin embargo, en general la CRE ha aceptado lo que denominó (al aprobar en 2000 su primer permiso de exportación a una central en manos extranjeras) “un paso adelante en 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 haya tenido un efecto mensurable en el aumento del comercio de electricidad,⁷ es muy probable que tendría un papel central en el arbitraje de disputas comerciales sobre electricidad entre los tres países. Más aún, el TLCAN ofrece estabilidad y certidumbre a las inversiones de largo plazo para fomentar las cuantiosas inversiones de capital que requiere el sector.

El entorno medioambiental del sector eléctrico

La electricidad asequible y confiable ofrece gran parte de la estabilidad económica de la que depende la prosperidad. Una política energética sostenible de largo plazo sigue siendo crucial para nuestro bienestar económico. Al 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, la generación de ésta es un sector intensivo tanto en recursos cuanto desde la óptica ambiental. En seguida se presenta un panorama general de las emisiones anuales del sector eléctrico desde mediados a finales de los noventa de contaminantes atmosféricos de criterio: NO_x, SO₂, CO₂ y mercurio. Todo indica que ésta es la primera vez que se compila un inventario comparativo de contaminantes atmosféricos, aunque representa sólo la “correspondencia más cercana” que la CCA pudo reunir de distintas fuentes y diversos marcos temporales. En la tercera sección y en el documento de antecedentes I se presentan los datos desagregados, los métodos y los supuestos.⁸

⁵ La Junta Nacional de Energía, cuerpo federal regulador, señaló hace poco que la formación de la Organización Regional de Transmisión (Regional Transmission Organization, RTO) “podría conducir a un mayor comercio norte-sur y la mayor integración de los mercados de electricidad de EU y Canadá. En la medida en que se pueda mantener la competitividad canadiense, habrá altos ingresos por exportación”. Junta Nacional de Energía (2001), *Canadian Electricity: Trends and Issues*, Gobierno de Canadá.

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

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

⁸ Miller, Paul, Zachary Patterson y Scott Vaughan. 2001. *Documento de antecedentes I para el Informe del artículo 13: estimación de la contaminación atmosférica futura de las nuevas plantas de generación eléctrica*. Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal.

Cuadro 1. Emisiones de los principales indicadores de criterio del sector de generación eléctrica en América del Norte (1998*)

	Equivalente de CO ₂ (toneladas)	SO ₂ anual (toneladas)	NOx anuales (toneladas)	Hg anual (kg)
Canadá	122,000,000	648,411	289,137	1,774.8
México	90,095,882	1,683,199	244,380	1,117.1
Estados Unidos	2,331,958,813	12,291,107	5,825,982	29,241

* Algunos datos son aproximaciones y no todos ellos son de 1998. Véanse más detalles en la tercera sección.

Las consecuencias de la contaminación atmosférica y los efectos ambientales del sector son considerables y están bien documentados: las consecuencias 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 medioambientales y de política de la elección de combustible realizadas por el sector de generación eléctrica en América del Norte. Los precursores de estos contaminantes se emiten en las chimeneas altas de las plantas que usan combustible fósil. Estos precursores, en particular SO₂ y NO_x, producen smog y bruma en la atmósfera que cruzan con facilidad las fronteras políticas de América del Norte, lo que conduce a problemas de calidad del aire más allá del control jurisdiccional de la región afectada. La escala del transporte puede ser relativamente local o 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 regresar el favor con envíos de contaminación de Los Angeles y San Diego a Tijuana.⁹ El transporte de distancias más grandes se puede extender a cientos de kilómetros, como el ozono y las partículas finas generadas por las plantas eléctricas del medio oeste y el noreste de Estados Unidos que viajan en “ríos” de contaminantes atmosféricos al este de Canadá. Incluso es posible el transporte a miles de kilómetros, como se observa en las imágenes de satélite los humos de los incendios forestales al sur de México que se extienden hasta el valle del Mississippi y el litoral oriental de Estados Unidos. No es un gran brinco de lógica inferir que si el smog y la bruma de la quema de árboles vivos pueden viajar tales distancias, algo similar puede ocurrir con el smog y la bruma ocasionados por la quema de árboles prehistóricos (es decir, carbón).

La existencia del transporte de contaminación atmosférica a través de las líneas políticas da lugar a preocupaciones en cuanto a las diferencias en las normas regulatorias ambientales que podrían influir en asentamientos de nuevas fuentes de contaminación en determinada ruta de contaminantes. Por ejemplo, los dueños de centrales eléctricas han iniciado algunos proyectos de nuevas plantas 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 violaban las normas de salud en el Imperial Valley de California provenían del otro lado de la frontera en Baja California, México.¹⁰ El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) ha señalado que México es un lugar atractivo para construir plantas eléctricas destinadas a suministrar electricidad a California debido a sus más bajos requerimientos ambientales.¹¹ En el norte, se propone levantar un número por demás concentrado de plantas de energía

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

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”.

por carbón en Alberta que sobrepasa las actividades de desarrollo en otras partes de América del Norte. Al mismo tiempo, hay críticos que argumentan que esas plantas no estarán sujetas al mismo nivel de control de contaminación para las partículas totales, SO₂ y NO_x encontradas en otras regiones de América del Norte.¹²

Además de los contaminantes de criterio, el sector eléctrico es la fuente más grande de emisiones tóxicas en Canadá y Estados Unidos.¹³ La construcción de grandes represas de las plantas hidroeléctricas se vincula de manera definitiva con la amenaza de los peces de agua dulce y otras especies, la destrucción de hábitats y las emisiones de mercurio y metilmercurio.

En escala agregada, del sector eléctrico de Estados Unidos proviene alrededor de 25 por ciento de todas las emisiones de NO_x, cerca de 35 por ciento de las de CO₂; una cuarta parte de las de mercurio, y casi 70 por ciento de las de SO₂. La mayoría de las emisiones de contaminantes atmosféricos se origina en las plantas eléctricas de carbón y petróleo. Los costos más inmediatos y profundos de la generación de electricidad se vinculan 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 por ciento 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 aire.¹⁴ Se han hecho cálculos de que las diminutas partículas transportadas por el aire —de las cuales una proporción considerable se origina 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,

En México las cifras no son más prometedoras. El número de días no satisfactorios en la Ciudad de México fueron 337 en 2000, en Guadalajara 211 y en Mexicali —que acaba de recibir aprobación para exportar electricidad a Estados Unidos— 111 días.¹⁵

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

Dado el actual perfil medioambiental del sector eléctrico, una cuestión fundamental es si el mayor comercio y la más profunda integración del mercado mejorarán, empeorarán o dejarán casi igual los efectos ambientales.

Las evaluaciones ambientales de los cambios de política vinculados a la liberalización del mercado — como las órdenes 888, 889 y 2000 de la FERC, o el TLCAN— entrañan retos metodológicos diferentes a los de emprender evaluaciones de impacto ambiental (EIA) por proyecto específico. Ciertamente, las lecciones de las EIA son invaluable en la valoración de los efectos corriente arriba, río abajo, acumulativos y de otro orden, así como el papel fundamental de transparencia y 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. Este progreso incluye metodologías mejoradas que se basan en trabajos

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 CCA. 2001. *En balance 1998*. Este informe no incluye datos de emisiones tóxicas de México.

¹⁴ EPA. 1999. *National Air Quality: 1999 Status and Trends*.

¹⁵ INEGI/Semarnap 2000

realizados por la OCDE, la CCA y otras organizaciones en los cuales se separan las repercusiones medioambientales de la liberalización del comercio en los componentes que se describen en seguida.¹⁶

- *Efectos de escala.* El grado en que el libre comercio aumenta la actividad económica general, así como el crecimiento económico por sectores específicos.
- *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 capital.
- *Efectos en el producto.* El grado en que el libre comercio afecta los cambios en el patrón de la demanda de los productos.
- *Efectos regulatorios.* El grado en que el libre comercio promueve cambios en las regulaciones y las políticas entre los socios comerciales.

Cuando se abordan estos cinco efectos íntimamente vinculados del libre comercio, destaca un punto general: que las consecuencias de composición, tecnología, producto y regulación tienen la capacidad de reducir o parcialmente neutralizar el efecto ambiental de los efectos de escala. Evidencia de este efecto de neutralización se observa en la continua “desvinculación” del uso total de energía de los efectos ambientales. Desde la entrada en vigor en 1994 del TLCAN, la intensidad energética por unidad de PIB en Canadá y Estados Unidos ha disminuido 9 y 10 por ciento. Durante el mismo periodo la respectiva proporción de México se ha incrementado 1 por ciento.¹⁷

Cálculos de los efectos de escala de la nueva generación planeada

Con objeto de evaluar los probables efectos ambientales del crecimiento del comercio, esta nota abre con la consideración de las actuales escala 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, la capacidad instalada actual y futura, ofrecen una reflexión de los efectos potenciales de escala de los planes vigentes.

Numerosas predicciones calculan el crecimiento de la oferta y la demanda del sector eléctrico hasta 2025. Los resultados de estas proyecciones de entidades gubernamentales de Canadá, Estados Unidos y México se resumen en la tercera sección. (Además, en la página en Internet de la CCA —www.cec.org— hay documentos que presentan los principales métodos y modelos que se emplean para hacer pronósticos.)

¹⁶ OCDE. 1997. . CCA. 1999. Marco analítico final para evaluar los efectos ambientales del TLCAN.

¹⁷

País	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Variación 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%

Para complementar estas predicciones, la CCA recurrió a la base de datos NEWGen, de la empresa de consultoría RDI/Platts.¹⁸ Esa base de datos contiene los cambios de capacidad anunciados en Canadá, Estados Unidos y algunos en México (incluidas adiciones y reducciones por retiro de plantas). Esta información se completa con datos de las autoridades federales en México, en concreto la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la CRE. (El conjunto de datos combinados se referirá en adelante como la base NEWGen.)

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 esta información la base de datos muestra que, a agosto de 2001, las plantas, inversionistas y planeadores energéticos habían anunciado planes para construir más de **2,000** nuevas unidades de generación energética en América del Norte, para 2007.¹⁹

Segundo, en términos de capacidad total, en promedio un aumento de **50 por ciento** de la capacidad instalada frente al presente, en alrededor de 500,000 MW de nueva capacidad instalada.

Es muy poco probable que la totalidad, o incluso la mayoría, de la nueva capacidad de generación hoy anunciada se vuelva operativa en seis años. Hay muchas variables que pueden y van a modificar estas predicciones, como los cambios en el crecimiento económico general, los avances tecnológicos que siguen siendo difíciles de incorporar, la composición y la base del combustible frente a los incrementos pico de carga, por citar algunos.

Sin embargo, los datos de la NEWGen sí 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, por carbón u nuclear) y la producción pico.

Además, en el Plan Nacional de Energía de Estados Unidos se origina una variable aproximada de la brecha entre lo anunciado en general frente a las nuevas plantas; el Plan señala que de un total de unidades generadoras proyectadas anunciadas en 1994, cerca de 40 por ciento se construyeron en 1999. En consecuencia, la CCA calcula posibles emisiones en 2007 tomando en cuenta esta tasa y otros factores.

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

¹⁹ El conjunto de datos usado comprende también las plantas operativas 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.

Cuadro 3. Resumen de los totales de emisiones nacionales en el caso del inventario de referencia y los límites alto y bajo de las proyecciones (entre paréntesis el porcentaje de cambio respecto del inventario de referencia). Emisiones de CO₂, SO₂, y NO_x en toneladas métricas. Cantidades de mercurio (Hg) en kilogramos.

Escenario por país	CO ₂ anual	SO ₂ anual	NO _x anual	Hg anual
Canadá, inventario de ref.	122,000,000	648,411	289,137	---
Canadá, límite alto 2007	19,169,219 (+16%)	15,037 (+2%)	42,014 (+15%)	233 n/a
Canadá, límite bajo 2007	5,118,299 (+4%)	-3,556 (-1%)	15,381 (+5%)	11 n/a
México inventario de ref.	90,095,882	1,683,199	244,380	1,117
México límite alto 2007	68,565,216 (+76%)	130,708 (+8%)	216,565 (+89%)	275 (+25%)
México límite bajo 2007	43,085,556 (+48%)	84,278 (+5%)	128,876 (+53%)	153 (+14%)
EU inventario de ref.	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%)	-77,433 (-1%)	147,150 (+3%)	1,039 (+3%)

El valor porcentual entre paréntesis es el tamaño relativo 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 la capacidad de generación de electricidad proyectada serían equivalentes a 16 por ciento de las del inventario de emisiones de referencia de 1998.* Ello ofrece un sentido relativo de la escala de cambios potenciales en las emisiones.

* Algunos de los datos son estimados, no todos los datos son de 1998. Véase la sección 3 de Vaughan *et al.*, 2001 para una explicación en más detalle.

Los datos de la NEWGen ofrecen indicios de los posibles efectos de las plantas actuales para ampliar la capacidad instalada de generación eléctrica. En el límite inferior, ello incluye 4 por ciento de aumento en el CO₂, una contracción de 1 por ciento de SO₂ y 5 por ciento de aumento en los NO_x en Canadá (los datos sobre las emisiones de mercurio de Canadá estarán disponibles a finales de noviembre de 2001). En México el límite más bajo sugiere un aumento de 48 por ciento del CO₂, 5 por ciento del SO₂, 53 por ciento de los NO_x y 14 por ciento del mercurio. En el caso de Estados Unidos, el caso inferior sugiere un aumento de 14 por ciento del CO₂, 1 por ciento del SO₂, 3 por ciento de los NO_x, y 3 por ciento del mercurio en 2007.

Otras repercusiones ambientales que trascienden los contaminantes atmosféricos de criterio surgirán de la nueva generación. Entre ellas figuran cambios en las emisiones tóxicas, sobre todo de plantas generadoras que usan carbón y petróleo, así como efectos de las nuevas plantas hidroeléctricas y nucleares.

La expansión de la capacidad instalada y el mayor énfasis en la transmisión interregional probablemente requieran una ampliación de la capacidad de transmisión. La construcción de líneas transmisoras de alta tensión pueden resultar en pérdida de hábitat, ya que la tierra tal vez se tenga que desmontar para dar lugar al trazado de dichas líneas. Y no sólo la pérdida de hábitat puede causar daños ambientales, sino que las líneas de transmisión también pueden fragmentar los hábitats. Si bien sigue siendo algo controvertido, también hay evidencia de que las líneas de transmisión, por la radiación electromagnética que emiten, pueden provocar daños en la gente que vive en sus cercanías.

Un punto esencial es en qué grado estos escenarios de límite inferior y los efectos se pueden neutralizar con otros factores. Además de las regulaciones ambientales que ponen un tope a las emisiones o requieren normas de desempeño ambiental o su equivalente, hay pruebas de que las regulaciones estimulan la innovación tecnológica en la generación de bienes de capital. 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 comercio competitivos reducirán, con el tiempo, los precios de la electricidad. Hay diversas proyecciones y predicciones en cuanto al alcance de esas bajas de precio.²⁰ Evidencia reciente sugiere 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 por ciento. 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.

De mayores consecuencias para a calidad del medio ambiente que los cambios inducidos por el precio en la demanda final son las modificaciones en la demanda de los insumos de combustible. El análisis de los factores que afectan el comercio entre las regiones suelen apuntar a que las diferencias en el costo de los combustibles usados como insumos en la generación de electricidad son factores determinantes de la ventaja comparativa entre los socios comerciales. Sin embargo, cuando menos en el corto y el mediano plazos, el canal más importante mediante el que la reestructuración del mercado afectará la calidad ambiental es por la vía de los cambios de los precios relativos. 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, la FERC señala la capacidad de los consumidores para beneficiarse de la compra de electricidad a menor precio en regiones con costos más bajos.²¹ (Es dudoso que un precio de compensación para todas las regiones se presente en el corto y el mediano plazos por las barreras, incluida la transmisión, la fuerza del mercado u otros factores.) Por

²⁰ 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 en el rango de 25 a 34 dólares estadounidenses por MWh (dólares de 1997) y que bajarán de manera marginal en el tiempo a 25-30 dólares por MWh. Dada la elasticidad general de la demanda de electricidad, una consecuencia de las bajas marginales en los precios en el tiempo es un alza marginal en la demanda total.

²¹ FERC (2000), State of Markets 2000, Washington, D.C.

regla general, la generación de electricidad de bajo a alto costo va del carbón y la nuclear al gas natural y las renovables.²²

Una consecuencia relativa de los mercados abiertos es la capacidad de la formación de precios para contribuir a la internalización de las externalidades ambientales. Por ejemplo, un documento 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 conducirán a la industria y a los consumidores a orientarse más a la conservación”.²³

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

Otra manera de que la formación del precio pueda conducir a la internalización de los costos ambientales es dando a los consumidores lo que quieren. En esta competencia de mercado que favorece el precio, la calidad y la confiabilidad debería ser perfectamente compatibles con la evolución de varios modelos de mercado de electricidad verde.

Las elecciones de los consumidores como las iniciativas de precios de electricidad verde, modelos de certificación de respeto del medio ambiente y otras medidas entrañan permitir que los consumidores elijan servicios verdes con base en sus preocupaciones sobre las implicaciones medioambientales de la generación eléctrica convencional.

Exactamente lo mismo es cierto en el caso de ofrecer 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 generación de electricidad. Hay muchas historias exitosas 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 todo el subcontinente 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 noventa ha conducido a un aumento en el comercio tridireccional de maquinaria de generación de electricidad. Por ejemplo, las exportaciones de Estados Unidos de bienes de capital a México de 1996 a 1999 casi se duplicó: de 1.059 miles de millones a 1.961 miles de millones de dólares estadounidenses, mientras las importaciones canadienses de bienes de capital de México a Canadá durante el mismo periodo crecieron de 2.1 a 3.1

²² Los análisis auspiciados por la CCA para la preparación de este informe muestran que de 1997 a 2000, a medida que 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” según los escenarios elaborados por la FERC. Los efectos ambientales de este cambio incluyen mayores emisiones de dióxido de carbono y mercurio, ya que éstos no están controlados y el carbón es un contribuyente relativamente grande de ambos, mayor que otros combustibles fósiles. Véase Tim Woolf, Geoff Keith, David White y Frank Ackerman. 2001. Background Paper II: A Retrospective Review of FERC’s Environmental Impact Statement on Open Transmission Access. Synapse Energy Economics, Cambridge, Massachusetts.

²³ Foro de Modelación de Energía, (mayo de 2001), “Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market,” EMF Report 17, Stanford University

miles de millones de dólares de EU.²⁴ La sabiduría convencional sostiene que el aumento del comercio de bienes de capital es a fin de cuentas conveniente desde la óptica ambiental, ya que los mercados abiertos se vinculan con la aceleración de la rotación del capital y con la difusión de tecnologías generadoras de punta. 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 neutralizar por los efectos de escala del proyecto.

La vía energética en que se encuentra América del Norte (al menos como se perfila en el conjunto de datos de NEWGen) sugiere un énfasis hacia la 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 las ofertas de energía, en especial la electricidad”.²⁵ Otra ruta —trillada con éxitos comprobados desde el choque de los precios del petróleo de mediados de los setenta— entraña mayor énfasis en la eficiencia energética, incentivos y otras medidas para elevar la proporción de energía renovable y depender más de pequeñas unidades generadoras y redes de distribución de pequeña escala.²⁶

Hay constancia de que es más barato ahorrar mediante la eficiencia energética que construir y operar nuevas plantas eléctricas de mayor escala. 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, las empresas y los reguladores de satisfacer el crecimiento de la demanda mediante la expansión de la oferta.

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 mayor comercio inducirá algunos cambios de localización en la producción entre los países. Es decir, algunos proyectos anunciados en los datos de la NEWGen se aplazarán a medida que se profundice el libre comercio y se transferirán a otros sitios. Este cambio de ubicación de la oferta provocará a su vez modificaciones en la ubicación espacial, la escala y tal vez la posible magnitud de los efectos ambientales. Una interrogante es el grado en que las diferencias en las regulaciones ambientales influirán en los cambios de ubicación. La evidencia empírica sugiere que habrá algunas migraciones de contaminación o de industrias intensivas en tóxicos hacia países con normas ambientales menos estrictas. Sin embargo, no está claro si este cambio es una función de los efectos de composición de la liberalización del mercado más en general por sí sola (es decir, del sector manufacturero al de servicios) o si algunas industrias han usado estratégicamente las diferencias regulatorias para reducir el capital y los costos de operación en mercados más restringidos. El grado de este cambio es difícil de calcular, como lo son también los efectos medioambientales.

Es probable que las normas del TLCAN fueran usadas en cualquier controversia comercial o de mercado que entrañase medidas ambientales o de otra naturaleza. Por ejemplo, el análisis patrocinado por la CCA

²⁴ El cuadro triple completo de los volúmenes de importación y exportación 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.

²⁵ A.B. Lovins, “Energy Strategy: the Road Not Taken?”, en *Foreign Affairs*, 55(1): 65-96

²⁶ Los planificadores en materia de electricidad tradicionalmente consideran los proyectos en muy grande escala 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 en 400 MW y las turbinas aeroderivadas de gas, en 10 MW.

sugiere que los mínimos de energía renovable podrían oponerse a las normas de no discriminación del TLCAN.

El ejemplo de mínimos de energía renovable-TLCAN pone en claro un hallazgo central del presente documento: mientras la evolución del mercado de electricidad de América del Norte sigue impulsado por normas uniformes y convergentes que entrañan políticas de competencia del mercado y derecho comercial, no existe un esfuerzo comparable para asegurar que las regulaciones ambientales entre los tres países conduzcan a niveles más altos de protección ambiental en América del Norte.

La respuesta de política ambiental a esta situación parece clara: mayores esfuerzos para establecer normas comparables y compatibles que guarden el paso y se anticipen al veloz cambio de las normas de mercado.

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. A principios de este año los tres líderes de las naciones del TLCAN —el presidente Fox de México, el primer ministro Chretien de Canadá y el presidente Bush de EU— señalaron en un comunicado conjunto emitido en abril de 2001:

“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”.²⁷

Así pues, para explorar estos asuntos, la presente nota ofrece en la primera sección un panorama del sector eléctrico en la actualidad, por capacidad instalada y composición de combustible, en América del Norte. En la segunda se destaca el entorno medioambiental de la generación de electricidad, con especial atención en los contaminantes atmosféricos de criterio, así como en 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 en 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 las externalidades 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 medioambiental.

²⁷ A octubre de 2001, se han establecido 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.

SECCIÓN UNO

EL SECTOR DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE AMÉRICA DEL NORTE

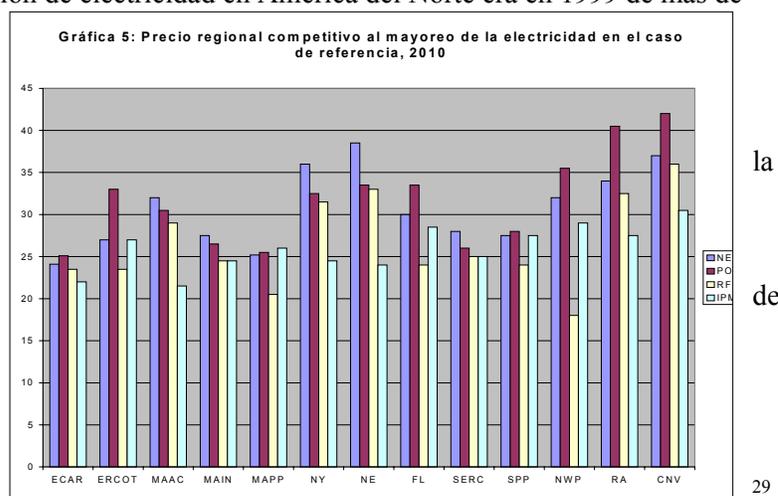
Hasta hace poco el sector eléctrico de América del Norte se había caracterizado por una integración vertical en que la generación de energía y la transmisión, comercialización y distribución de electricidad las realizaba una sola compañía.

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 consideración varían mucho en el interior de los países y entre ellos. 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. En contraste, 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 están a consideración propuestas de reestructuración de magnitud considerable 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 países.²⁸

La capacidad total instalada de generación de electricidad en América del Norte era en 1999 de más de 990,000 MW.

Cinco fuentes principales de producción de energía caracterizan al sector eléctrico de América del Norte: fuente principal —el carbón— comprende 37 por ciento de la producción subcontinental de electricidad. Le siguen 31 por ciento gas natural y petróleo y gasolina, alrededor de 17 por ciento de hidroelectricidad, 12 por ciento de nuclear y el restante 1 por ciento de otras fuentes, desde leña hasta biomasa y viento (véase la gráfica 1).



²⁸ Para Canadá véanse Canadian Electric Association y Natural Resources Canada's Electric Power in Canada, así como otros documentos de la National Energy Board (NEB) y el North American Energy Reliability Council (NERC). Para México consúltese el documento *Prospectiva del sector eléctrico*, de la Secretaría de Energía. Y para Estados Unidos véase Energy Information Administration's (EIA) *Annual Energy Outlook*, así como otros documentos de la EIA, la NERC y la FERC. Una fuente actualizada de información sobre el estado de la reestructuración eléctrica en Estados Unidos se encuentra en http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html. También hay información en la Agencia Internacional de Energía de la OCDE.

²⁹ Datos de Statistics Canada 1999 - Electric Power Generating Stations, U.S. DOE - EIA -Annual Electric Generator Report Nonutility, Annual Electric Generator Report Utility, Secretaría de Energía de México, 2000 - *Prospectiva del sector eléctrico*. Cabe señalar que las proporciones de la clase de combustible en Estados Unidos se calculan sin contar alrededor de 100,000 MW de capacidad generadora térmica dual para la cual no se dispone de la clase de combustible.

Cuando se agregan las composiciones de combustible en América del Norte como un todo se ocultan diferencias importantes entre los países y entre las regiones. Por ejemplo, en Canadá la hidroelectricidad comprende más de 60 por ciento de la capacidad instalada total. Una gran proporción de la generación hidroeléctrica canadiense proviene de proyectos de embalses de gran escala. En contraste, en Estados Unidos el carbón da cuenta de 50 a 55 por ciento de la capacidad generadora total. En México más de 80 por ciento de la generación total proviene de gas natural o petróleo (combustóleo) y carbón.

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 desde donde se genera hasta donde se consume. América del Norte alberga un sistema bien desarrollado y extenso de transmisión eléctrica. Juntos, hay más de 362,000 kilómetros de transmisión de más de 230 KV. Canadá tiene 73,000 kilómetros de más de 230 KV, Estados Unidos más de 254,000 kilómetros de líneas mayores de 230 KV y México poco menos de 35,000 kilómetros de líneas con capacidad mayor a 230 KV.³⁰

SECCIÓN DOS:

EL ENTORNO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

No hay mayor reto para la política ambiental que los aspectos relativos a la generación, transmisión y uso final de la electricidad. La generación del fluido es una fuente importantísima de contaminación atmosférica, gases de invernadero vinculados con el cambio climático y emisión de sustancias químicas tóxicas, incluidos metales que viajan por el aire y gases ácidos. La generación de electricidad con hidroeléctricas de gran escala es una de las causas principales de la extinción o amenaza de especies de peces de agua dulce. Los proyectos de grandes hidroeléctricas tienen también profundos efectos negativos —según la Comisión Mundial sobre Represas— en hábitats y ecosistemas frágiles.³¹

La generación de energía termoeléctrica descansa mucho en las aportaciones de agua: la cantidad promedio de agua usada para producir energía termoeléctrica en Estados Unidos ha disminuido en los pasados cincuenta años, con ganancias en la eficiencia tecnológica: los requerimientos han bajado de alrededor de 62 galones por kWh en 1950 a alrededor de 20-25 galones en los noventa. Cálculos del U.S. Geological Survey sugieren que diariamente se retiran más de 194,000 millones de aguas profundas y superficiales (dulces y salinas) para producir electricidad.

La energía nuclear no es fuente de contaminación atmosférica ni de gases de invernadero, pero se enfrenta a la desconfianza de la gente 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 sumamente infrecuentes, improbables y demasiado publicitados—, así como 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 de la tierra, los hábitat, los patrones migratorios y otras repercusiones medioambientales. Por ejemplo, un informe reciente de la Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer concluye que los campos electromagnéticos de extremadamente baja frecuencia, incluidos los de las líneas de transmisión de alta tensión, “son posibles cancerígenos para los humanos, según asociaciones estadísticas congruentes de campos magnéticos altos residenciales, con el doble del riesgo en los niños de contraer

³⁰ NERC ES&D 2000, Secretaría de Energía de México, 2000 - *Prospectiva del sector eléctrico*

³¹ Comisión Mundial sobre Represas, "Dams, Ecosystems and Environmental Restoration."

leucemia".³² Sin embargo, otros estudios científicos informan que los riesgos en la salud humana son mínimos. 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 contribuyen al ozono de bajo nivel (esmog) en escalas urbana y regional. Tanto los NO_x como del SO₂ contribuyen a 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 los daños en los pulmones y la muerte prematura. El mercurio tóxico depositado en lagos y arroyos ha conducido a que los peces lo consuman 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 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 en la calidad ambiental (tanto buena como mala) derivados de un mercado energético integrado en la región, los políticos y la ciudadanía tendrán que contar con un marco común de referencia como punto de partida. Un posible enfoque directo sería establecer una línea de base de emisiones atmosféricas del sector eléctrico de América del Norte para un año común 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 restauran.

Si bien es conceptualmente simple, hay obstáculos para seguir los cambios en las emisiones de la generación de electricidad en América del Norte. En el nivel más básico, no hay información sobre la contaminación atmosférica 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 hasta el monitoreo continuo de las emisiones en las chimeneas, frente al 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 ser distintos entre un país y otro.

Tales diferencias no sólo afectan la capacidad de los políticos y los ciudadanos para dar seguimiento a los cambios en la calidad ambiental debido a las modificaciones en el sector eléctrico, sino que también repercute en la aplicación potencial de herramientas de política, como los programas internacionales de canje 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 canje de permisos que entrañe fuentes en distintos países produzca reducciones de emisiones reales, permanentes y aplicables. Esto disminuye el interés público por tales enfoques, entorpeciendo la

³² Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer (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

viabilidad de las herramientas políticas que representan una gran promesa para 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 emisiones atmosféricas de criterio —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 es adecuado para 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 sección cuatro.

Los resúmenes nacionales del caso del inventario de referencia se presentan en seguida, y en un anexo se ofrece datos desagregados por provincia y estado, junto con descripciones de las fuentes y la metodología.

Cuadro 4. Emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio del sector eléctrico de América del Norte, 1998				
	Equivalente de CO ₂ (toneladas)	SO ₂ anual (toneladas)	NO _x anuales (toneladas)	Hg anual (kg)
Canadá	122,000,000	648,411	289,137	1,774.8
México	90,095,882	1,683,199	244,380	1,117.1
Estados Unidos	2,331,958,813	12,291,107	5,825,982	29,241

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 por ciento; la del sulfato, de 22 por ciento. En el este de Canadá, las concentraciones de SO₂ y sulfatos en el aire registraron disminuciones 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 declinaron de 12 a 30 por ciento en la mayoría de las áreas.³³

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 Unidos.³⁴ Esta clasificación se basa en datos comprobables 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.

³³ Estados Unidos-Canadá, “Acuerdo sobre Calidad del Aire 2000”, informe de avances.

³⁴ CCA (Comisión para la Cooperación Ambiental). 2001a. *En balance*. Montreal.

Las centrales eléctricas de Estados Unidos y Canadá liberaron 436.1 millones de kilogramos de sustancias tóxicas en 1998. Aunque las plantas disponen de las sustancias en vertederos controlados, esa cantidad fue diez veces menor que el monto de las sustancias que emitieron al aire. De hecho las centrales dieron cuenta de 43 por ciento de todas las emisiones atmosféricas tóxicas en Estados Unidos y Canadá en 1998.

Las 15 plantas de América del Norte de la industria eléctrica con las mayores emisiones de sustancias químicas tóxicas (1998) son plantas que usan carbón y están clasificadas en el cuadro 5. Juntas, estas 15 plantas fueron responsables de 83 millones de kg de emisiones químicas. Con base en una simple proporción de contaminación por unidad de producto, que podría suministrar cierto conocimiento de la eficiencia relativa de esas centrales, la planta de Pensacola aparentemente emite 0.75 kg de sustancias tóxicas por cada MW generado. En contraste, la estación de Monroe produce 0.22 kg de sustancias tóxicas por cada MW generado, o alrededor de un tercio de las emisiones tóxicas por unidad generada en Pensacola.

Cuadro 5. Las 15 centrales eléctricas de América del Norte con las mayores emisiones totales, 1998					
Central eléctrica	Esta do	Emisiones totales (kg)	Principales sustancias *	Combusti ble 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: CCA, <i>En balance 1998</i> ; EPA's GRID, OPG Progress on Sustainable Development Report 1999					
*Sustancias químicas que dan cuenta de 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. Juntas, hay alrededor de 6,000 unidades hidroeléctricas en América del Norte, con una capacidad generadora combinada de más de 172,000 MW.

Cuadro 6. Generación hidroeléctrica en América del Norte		
País	Unidades	Capacidad (MW)
Canadá	1435	67121
Estados Unidos	4463	95796
México	89	9630
Total	5987	172547

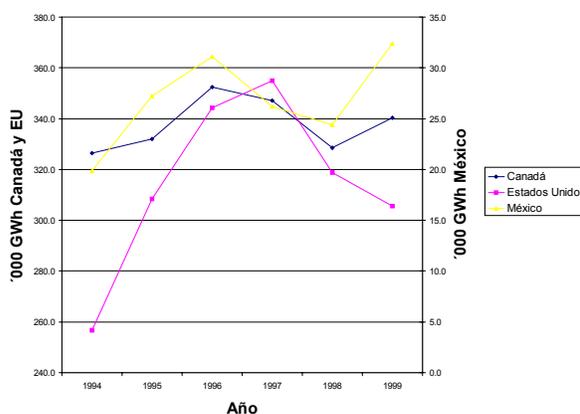
Statistics Canada 2001 - Electric Power Generating Stations 1999, U.S. EIA – EIA -Annual Electric Generator Report Nonutility, Annual Electric Generator Report Utility, Secretaría de Energía - Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009

Un rasgo sobresaliente de la hidroelectricidad es que su producción depende mucho de las variaciones climáticas. Una fuerte nevada en el este de Canadá en el invierno aumentará la cantidad de electricidad disponible para exportar al noreste 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 en el medio ambiente, el cambio de uso de la tierra, 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 construido —por ejemplo, el paso de un río frente a grandes embalses tipo represas—, las características de la hidrología local, los procesos fluviales, los flujos de sedimentos, las restricciones geomórficas, el clima y la biota local, la clase de turbinas generadoras empleadas y otros factores e diseño y medioambientales.

Con todo, por regla general, el Banco Mundial y otros señalan que los efectos ambientales son proporcionales a la escala del proyecto:³⁵ las grandes presas de proyectos hidroeléctricos tienen efectos profundos, inmediatos y secundarios en el medio ambiente y la biodiversidad.³⁶ La construcción y

Gráfica 2 – Producción hidroeléctrica en América del Norte



³⁵ Banco Mundial (1996), *The World Bank's Experience with Large Dams: A Preliminary Review of Impacts*, Washington, D.C.

³⁶ A diferencia de los indicadores medioambientales usados para medir las emisiones transportadas por el aire provenientes de las plantas que usan combustibles fósiles, los efectos de las hidroeléctricas tienden a ser más cualitativos que cuantitativos. Ello refleja que la mayoría de los indicadores del cambio biofísico, la biodiversidad, el uso de la tierra y el hábitat —que caracterizan algunos de los principales efectos inmediatos de la hidroelectricidad— son en buena medida cualitativos. Sin embargo, ha habido avances, en particular en la OCDE,

operación de grandes represas —por ejemplo, el proyecto Caniapiscou, parte del complejo La Grande de Quebec, con una capacidad de almacenamiento de 39.6 km³, equivalentes a 48,8 TWh de energía o 28,7 millones de barriles de petróleo³⁷— tiene los efectos mayores y más inmediatos en 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 que resulta de la construcción de la represa, así como las profundas consecuencias ecológicas y sociales de la creación de grandes presas en el escudo canadiense”.³⁸

Las represas de gran tamaño tienen también efectos secundarios importantes en los hábitat costeros río abajo y las funciones del ecosistema. Por ejemplo, el cambio en los flujos y patrones de los ríos a menudo se asocian con una frecuencia mucho menor de inundaciones de rebose de temporal: tales inundaciones son importantes por el depósito de sedimentos y otras funciones. De hecho, las represas se han vinculado con una reducción en el tiempo de la productividad general de la biodiversidad.³⁹

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 menores están especialmente amenazados por las presas. Pese a estas mejoras, una evaluación reciente concluye que las represas son la razón principal de que 75 por ciento de todas las reservas de salmón nativas del Pacífico estén clasificadas en riesgo moderado o alto de extinción.⁴⁰

Siguen intensos los debates alrededor de la evaluación de los efectos comparables de las represas de diferentes tamaños, es decir, las de gran escala frente a las pequeñas. 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”.⁴¹ Las mejoras en las características de operación incluyen mejores terrazas para peces, la construcción de pasajes para el desove, mejores tiempos para los flujos de agua y otros aspectos. También persiste el debate sobre los méritos relativos de la hidroelectricidad —una fuente menor de emisiones de gases de invernadero durante su operación— frente a las fuentes de combustible fósil. Este debate se ha avivado desde que la atención se centró en el Protocolo de Kioto.

Parte del debate se ha vuelto 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

en el desarrollo de indicadores cruciales de la biodiversidad. Por ejemplo, véase OCDE (2001), *Environmental Indicators for Agriculture: Vol. 3, Methods and Results*, cap. 5, París.

³⁷ Hydro Quebec (1995), *The Le Grande Complex Development and its Main Environmental Issues*, citado en Agencia Internacional de Energía (2000), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, IEA Technical Report, París.

³⁸ 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 anunciaron un acuerdo de largo plazo en que los cree convinieron en retirar una demanda de 8,000 millones de dólares relativa a presuntas violaciones del James Bay Northern Quebec Agreement y aprobaron un proyecto propuesto de hidroeléctrica en los ríos Ryupert e Eastman (The Cree Turn the Page, The Montreal Gazette, 25 de octubre de 2001).

³⁹ U.S.GS (1998), *Status and Trends of the Nation's Biological Resources*, vol. 1, pp. 63-69, Washington, D.C.

⁴⁰ United States Geological Survey (1998), *Status and Trends of the Nation's Biological Resources: Volume One*, pp. 63-88. Washington.

⁴¹ IEA (2000), *Hydropower and the Environment*.

hidroeléctrico ha suministrado algunos análisis útiles de los efectos río arriba y río abajo de la generación de energía no hidroeléctrica. Ello incluye, por ejemplo, los efectos ambientales de la minería de carbón mediante las emisiones de mercurio, la escoria y otros daños, las repercusiones ambientales de los costos del transporte del combustible 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 río arriba, río abajo, de operación y secundarios de las grandes represas mismas. Más aún, el estado actual de las HECV ofrece poco conocimiento sobre 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 entrañaría 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).

Dada la dificultad para realizar estas comparaciones, un informe reciente de la Comisión Mundial sobre Represas señala que, juntos, los “*efectos de las represas en los ecosistemas son profundos, complejos, variados, múltiples y en su mayoría negativos*”.⁴²

Energía nuclear

Sin bien hay menos plantas nucleares que las demás principales formas de generación eléctrica en América del Norte, la energía nuclear es una fuente importante de electricidad: genera alrededor de 14 por ciento de la capacidad de generación total del subcontinente. La energía nuclear representa 10 y 15 por ciento de la capacidad total en Canadá y Estados Unidos, respectivamente, y 4 por ciento 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 compone sólo 12 por ciento de la capacidad total, constituye hasta 18 por ciento de la generación total. Este patrón es particularmente pronunciado en Estados Unidos, donde la nuclear constituye sólo 12 por ciento de la capacidad, pero 20 por ciento de la generación total (véase el cuadro 7).

⁴² G. Berkamp *et al.* (noviembre de 2000) “Dams, Ecosystem Functions and Environmental Restoration,” Comisión Mundial sobre Represas.

Cuadro 7. Contribución de la energía nuclear a la capacidad y la generación en América del Norte			
Capacidad nuclear			
	Capacidad nuclear MW	Capacidad total MW	% de capacidad
Canadá	10615	109984	10%
Estados Unidos	103833	845156	12%
México	1355	35666	4%
Total	115803	990806	12%
Generación nuclear			
	Generación nuclear GWh	Generación total GWh	% de contribución
Canadá	69331	557285	12%
Estados Unidos	728000	3691000	20%
México	9950	180911	5%
Total	807281	4,429,196	18%
Fuentes: Statistics Canada 1999 - Electric Power Generating Stations, U.S. DOE - EIA - Existing Capacity and Planned Capacity Additions at U.S. Electric Utilities by Energy Source, 1999, consultado el 24 de septiembre de 2001 en http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/html1/t1p01.html and Electric Power Annual 2000, volumen 1, consultado el 30 de octubre de 2001 en http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/elecprod.html#tab5 Secretaría de Energía de México, 2000 - Prospectiva del sector eléctrico			

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. Las actividades mineras de uranio son similares a las del carbón en cuanto a que pueden 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 agregado de que la escoria minera 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 se quedan en los residuos.⁴³

De mayor preocupación pública que las emisiones radiactivas de la minería de uranio son las emisiones radiactivas en altas concentraciones de la generación nucleoelectrónica misma o del transporte y disposición 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 casi sucedió en la isla de Tres Millas en 1979. Asimismo, puede haber emisiones radiactivas durante el transporte o una vez transportados los residuos nucleares a las plantas de almacenamiento. Las emisiones nucleares tienen el potencial de esparcir radiaciones y material radiactivo en concentraciones peligrosas a grandes distancias, con lo que afectan extensiones de gran magnitud. Y como los residuos permanecen radiactivos durante miles de años, los efectos también pueden durar hasta bien entrado el futuro.

La radiación es un peligro biológico porque puede dañar o destruir a las células. En los humanos, el daño de las células puede 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 órganos.⁴⁴

⁴³ Ibid.

⁴⁴ Union of Concerned Scientists. *Principles of Nuclear Power*. Consultada en <http://www.ucsusa.org/energy/0nuclear.html>

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 medirse.⁴⁵ Pese a este informe, 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 Tres Millas no se han construido nuevas plantas nucleares en Estados Unidos ni en Canadá desde 1986.⁴⁶

SECCIÓN TRES: REFLEXIONES SOBRE NUESTRO FUTURO ENERGÉTICO

El pronóstico de los futuros energético y eléctrico es cada día más complejo. Un buen número de modelos muy sólidos, como el National Energy Modeling System (NEMS), los Policy Office Electricity Modeling Systems (POEMS), MARKAL (sigla de MARKet ALlocation) y los trabajos de Jorgensen, 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 parcial. Al combinar diversas herramientas, ofrecen reflexiones sobre la relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la energía; cambios en el uso de la energía por sectores específicos así como en la economía en general, así como análisis de los precios, la tecnología y los efectos regulatorios internos y en el exterior 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 emisiones de contaminación (estos modelos se analizan en detalle en un anexo de este documento, que estará disponible en línea en www.cec.org/electricity).

Por más buenos que sean, los actuales modelos no pueden decir a los políticos cómo va a ser el futuro; persisten incertidumbres considerables que giran en torno a los supuestos de modelación sobre las políticas macroeconómicas y las 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 energéticas.⁴⁷ De éstos, señala la Agencia Internacional de Energía, el crecimiento económico es “por mucho el factor más importante en las tendencias de la demanda energética y por lo tanto es la principal fuente de incertidumbre.”⁴⁸

Por estas y otras incertidumbres, Dale Jorgensen, pionero en la modelación econométrica dinámica en el sector energético, señala que “ningún modelo solo parece verdadero todo el tiempo, ni siquiera con mucha frecuencia”.⁴⁹ 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 en sus primeras etapas, aunque ya ha habido avances en la comprensión de la naturaleza dinámica en que los cambios en los precios relativos afectan al sector.⁵⁰ Lo que está claro es

⁴⁵ IEA (Agencia Internacional de Energía, International Energy Agency). 2001. *Nuclear Power in the OECD*.

⁴⁶ Ibid. Statistics Canada. 2001. *Electric Power Generating Stations*.

⁴⁷ Agencia Internacional de Energía (2000), *World Energy Outlook*, París.

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹ Dale W. Jorgensen (1998), *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, volumen 2, MIT Press, Londres.

⁵⁰ Véase, por ejemplo, EMF (1998), *A Competitive Electricity Industry*, que contiene una excelente descripción del avance y de los retos que la reestructuración presenta a los modeladores

que los modelos por sí solos no pueden suministrar 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 de los próximos años. El análisis de política más importante sobre los futuros energéticos en los últimos diez años es la Política Nacional de Energía presentada al presidente Bush en mayo de 2001.

El Plan advierte que un “desequilibrio fundamental entre la oferta y la demanda define la crisis energética de nuestra nación”.⁵¹ Aunque hay numerosas respuestas a la crisis energética que se avecina en Estados Unidos —incluidas la mayor eficiencia y la conservación energéticas—, la estrategia total para satisfacer el crecimiento de la demanda es mediante el aumento de la oferta. El Plan advierte también que “el reto más apremiante de nuestro país es desarrollar las suficientes generación y transmisión para satisfacer el crecimiento previsto de la demanda”.⁵²

El crecimiento proyectado en el Plan Nacional de Energía predice un crecimiento de la demanda de 25 por ciento al 2010 y de 45 por ciento al 2020. Este incremento de la demanda a su vez requiere una capacidad de generación adicional de 200,000 MW para ese último año, o de 1,300 a 1,900 nuevas plantas eléctricas para el 2020. Ello equivale a construir más de una planta generadora a la semana desde hoy hasta 2020.

El siguiente cuadro destaca otros pronósticos recientes de demanda de electricidad en Canadá, México y Estados Unidos por el periodo de 2000 a 2009.

Cuadro 8: Ejemplos de estimaciones de oferta y demanda de electricidad en América del Norte hasta 2009					
CANADÁ					
		2000	2005	2009	% aumento 2000-09
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%

⁵¹ Report of the National Energy Policy Development Group (May, 2001) *National Energy Policy: reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, DC

⁵² *ibid*, I-5

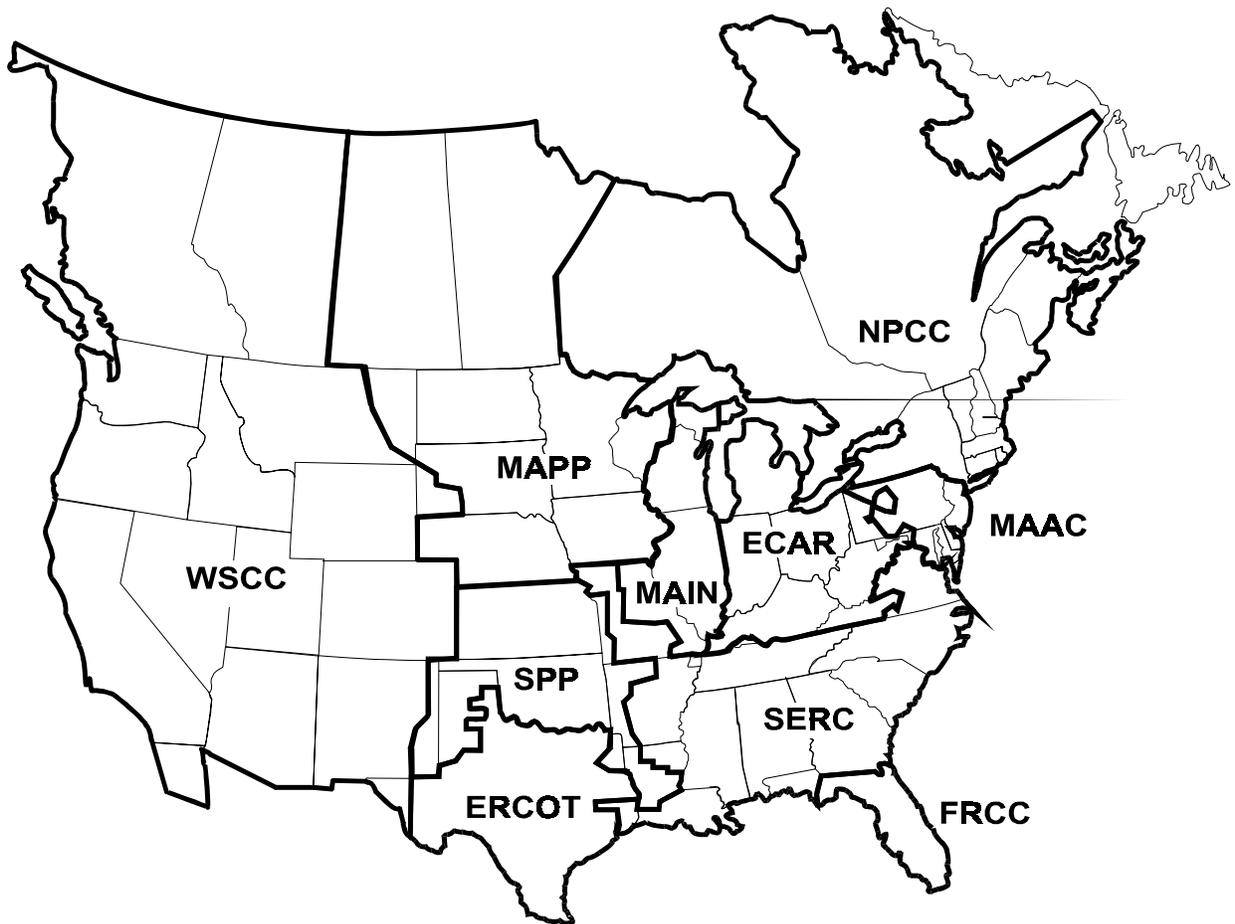
	Capacidad total: MW	100,492	102,372	103,947	3%
ESTADOS UNIDOS					
Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte (NERC)					
	Demanda máxima: MW	685,816	756,445	813,264	19%
	Demanda total: GWh	3,631,905	4,003,192	4,287,754	18%
	Capacidad total: MW	754,662	863,200	877,760	16%
Departamento de Energía (DOE), Administración de Información de la Energía (EIA)					
	Demanda máxima: MW	NR	NR	NR	
	Demanda total: GWh	3,364,455	3,760,101	4,067,825	21%
	Capacidad total: MW	754,000	818,600	918,200	22%
MÉXICO					
Secretaría de Energía					
	Demanda máxima: MW	31,499	42,181	53,943	71%
	Demanda total: GWh	154,994	197,479	257,072	66%
	Capacidad total: MW	36,774	49,021	60,254	64%
*Se utilizaron datos correspondientes a 2010 en vez de 2009, ya que sólo se informaron los de 2010.					

Las proyecciones de oferta y demanda no son perfectas, pero es universal el consenso respecto a 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 rango ideal es de 10-15%— se están reduciendo a toda velocidad. Por ello es indudable que América del Norte requerirá nueva capacidad. El cuadro 9 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 incluye sólo 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 identifiquen a dónde debe ir la nueva capacidad instalada. También son una representación que muestra el grado y el patrón del comercio interregional. Es decir, se esperaría que las regiones con mayores déficits (siempre y cuando los demás factores fueran iguales) importaran electricidad de las regiones con capacidad excedente. El mapa siguiente identifica las regiones del NERC.

Cuadro 9: Márgenes de reserva, considerando sólo plantas establecidas y en operación

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ECAR	15.31%	16.49%	14.44%	11.63%	9.56%	7.06%
ERCOT	18.96%	24.72%	20.84%	17.29%	14.17%	9.52%
FRCC	0.31%	-0.11%	-2.31%	-5.43%	-9.96%	-13.31%
MAAC	16.44%	16.73%	15.07%	11.85%	10.04%	7.84%
MAIN	-46.79%	-43.57%	-44.43%	-45.48%	-46.40%	-47.19%
MAPP	17.13%	15.04%	13.41%	12.49%	11.71%	9.94%
NERC	15.94%	17.92%	15.48%	12.78%	10.28%	7.59%
NPCC	18.43%	20.37%	17.79%	14.47%	12.29%	9.56%
SERC	14.15%	15.24%	12.33%	9.95%	7.63%	5.13%
SPP	22.56%	26.92%	22.97%	20.40%	14.72%	9.55%
WSCC	17.18%	18.44%	16.11%	13.02%	10.58%	8.41%

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



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 esfuerzos de modelado y proyección, este texto no ofrece nuevos resultados de modelación, sino más bien examina los posibles efectos ambientales de los nuevos proyectos de generación que, ya anunciados por compañías eléctricas o inversionistas, están en diferentes etapas de desarrollo hasta 2007. Este enfoque tiene puntos tanto fuertes como débiles.

Analizando la expansión planeada en nuevas instalaciones de generación —con base en el conjunto de datos de NEWGen— podemos darnos una idea de hacia dónde se dirigen los mercados e inversionistas *en este momento*. Sin embargo, los cambios en las inversiones siguientes a la tragedia del 11 de septiembre de 2001, que posiblemente sean por lo menos de la misma magnitud que los efectos económicos, no se ven reflejados en los datos.

El conjunto de datos de NEWGen incluye proyectos de generación de electricidad planeados que constan de 2,063 unidades de generación separadas, que están en una de las siguientes seis fases: proyectos en lista, propuestos, 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, los datos incluyen 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. Canadá es el único país de América del Norte firmante del 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 exige la cooperación nacional e internacional para reducir las emisiones de gases de invernadero. En general, se espera que las implicaciones de un medio ambiente con limitaciones al carbono permitan dar mayor énfasis a las políticas climáticas, incluida alguna clase de canje de emisiones, instrumentación conjunta o medidas tomadas de conformidad con las metas generales del Mecanismo de Desarrollo Limpio. También se espera que estas acciones se inicien 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 especificado.⁵³

El cuadro 10 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 el conjunto de datos NEWGen. (El Anexo I muestra con mayor detalle la ubicación, escala, tipo de combustible y demás información de estas 2,063 unidades.)

Cuadro 10: 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	
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

⁵³ Canadian Electricity Association, Emission Performance Equivalent Standard, 21 de octubre de 1999.

	Unidades	1344	12	67	17	34	233	1707
México	MW	36531.54	1151.09	2249.8	0	526.63	2092.79	42551.85
	Unidades	128	16	9	0	30	42	225
	Total MW	452737.1	9201.54	34005.46	576	-272.19	23812.86	520060.8
	Total unidades	1537	58	80	17	64	307	2063

Fuente: Conjunto de datos NEWGen.

Vale la pena destacar dos características importantes contenidas en los datos anteriores. La primera es que un enorme porcentaje del aumento de capacidad planeada total está siendo objeto de consideración de mercado. De hecho, en los datos anteriores se identifican 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 1998.

Este índice de crecimiento es a todas luces irreal. Sin embargo, es difícil calcular a partir de tales datos qué volúmenes, cuáles lugares, cuáles tecnologías y cuáles elecciones de combustibles se convertirán en realidad: los mercados libres simplemente no proporcionan representaciones estándar que indiquen cuántas plantas anunciadas llegarán a operar. Como se ha mencionado, el análisis del NEP sugiere una representación útil: de la expansión planeada 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 anunciados.⁵⁴

La segunda característica más importante de los datos de NEWGen —y supuestamente 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 89% de la capacidad total de generación nueva en Estados Unidos para 2007, y 88% en México por el mismo periodo, utilizará gas natural. En contraste, 45% de la ampliación de generación total en Canadá utilizará gas natural, y alrededor de 51% de la nueva capacidad de generación utilizará la hidroelectricidad y el carbón.

Estas noticias son relativamente buenas desde la perspectiva ambiental: de los tres combustibles fósiles principales, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático 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 aún presentan retos ambientales nuevos y graves.

CUARTA PARTE

POSIBLES RESULTADOS AMBIENTALES DEL INCREMENTO PLANEADO EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN HASTA 2007

Contaminación del aire

En la segunda parte describimos el contexto ambiental de la contaminación del aire causada por el sector generador de electricidad de América del Norte, en términos de un caso de referencia de emisiones a la atmósfera de cuatro contaminantes atmosféricos. Los contaminantes considerados son dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y mercurio (Hg). En esta parte, utilizamos 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

⁵⁴ Informe del Grupo Nacional de Desarrollo de Políticas Energéticas (National Energy Policy Development Group) (mayo de 2001), *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, DC.

generación en el subcontinente. La escala de posibles cambios en la capacidad se basó en información contenida en el conjunto de datos de NEWGen. Se crearon 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. Sin importar la escasa probabilidad de que se construya gran parte de los proyectos anunciados, se obtienen indicios de los lugares con mayor actividad en términos de ubicación de nuevas plantas generadoras. 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 la operación. Esto da una idea de las emisiones proyectadas asociadas a los nuevos proyectos de generación que muy probablemente se concluyan.

El cuadro 3 siguiente presenta un resumen de los resultados por país. El anexo que se acompaña contiene una descripción más detallada⁵⁵ y desgloses 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. En consecuencia, el cuadro no debe interpretarse como una predicción de aumentos o reducciones en las emisiones totales del sector generador de electricidad, sino más bien como una comparación entre el incremento calculado por los nuevos cambios en la capacidad y el caso de emisiones de referencia para dar una idea de las nuevas emisiones que podrían resultar del crecimiento futuro de capacidad.

⁵⁵ La CCA lo proporcionará cuando se le solicite.

Cuadro 3. Resumen de los totales de emisiones nacionales en el caso del inventario de referencia y los límites alto y bajo de las proyecciones (entre paréntesis el porcentaje de cambio respecto del inventario de referencia). Emisiones de CO₂, SO₂, y NO_x en toneladas métricas. Cantidades de mercurio (Hg) en kilogramos.

Escenario por país	CO ₂ anual	SO ₂ anual	NO _x anual	Hg anual
Canadá, inventario de ref.	122,000,000	648,411	289,137	---
Canadá, límite alto 2007	19,169,219 (+16%)	15,037 (+2%)	42,014 (+15%)	233 n/a
Canadá, límite bajo 2007	5,118,299 (+4%)	-3,556 (-1%)	15,381 (+5%)	11 n/a
México inventario de ref.	90,095,882	1,683,199	244,380	1,117
México límite alto 2007	68,565,216 (+76%)	130,708 (+8%)	216,565 (+89%)	275 (+25%)
México límite bajo 2007	43,085,556 (+48%)	84,278 (+5%)	128,876 (+53%)	153 (+14%)
EU inventario de ref.	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%)	-77,433 (-1%)	147,150 (+3%)	1,039 (+3%)
<p>El valor porcentual entre paréntesis es el tamaño relativo 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 la capacidad de generación de electricidad proyectada serían equivalentes a 16 por ciento de las del inventario de emisiones de referencia de 1998.* Ello ofrece un sentido relativo de la escala de cambios potenciales en las emisiones.</p> <p>* Algunos de los datos son estimados, no todos los datos son de 1998. Véase la sección 3 de Vaughan <i>et al.</i>, 2001 para una explicación en más detalle.</p>				

Emisiones tóxicas

Es difícil, 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. Estas variaciones se deben a las diferencias en el carbón o el petróleo quemado por las plantas, a 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 los hallazgos de un informe presentado por la EPA al Congreso, cuya conclusión señala que las emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos (CAP) de plantas alimentadas con gas son “insignificantes”.⁵⁶ Al mismo tiempo, si los cambios en la mezcla de combustible distinta a la sugerida 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 muestran que 60 nuevas plantas hidroeléctricas están en la etapa de planeación en América del Norte. La mayoría de los proyectos planeados generarán más de 30 MW, por lo que es poco probable que caigan dentro de la clasificación hidrológica de “bajo impacto”.⁵⁷

Como ya se mencionó, es difícil evaluar los efectos ambientales de nuevos proyectos si no se cuenta con información —disponible para la ciudadanía mediante los datos de NEWGen— sobre la ubicación específica y las características de construcción y operación de los nuevos proyectos. Sin embargo, para reiterar conclusiones de la Comisión Mundial de Represas (World Commission on Dams), el Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energía, las dimensiones sí importan: 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 ciertos efectos ambientales, una premisa razonable es que los avances en diseño y tecnologías para atenuar dichos efectos negativos se incorporen a los nuevos proyectos. Tales avances incluyen turbinas menos destructivas (inocuas) para los peces, requisitos de flujo mínimo, terrazas para peces, alambrados y otras mejoras destinadas a reducir los daños a los peces de agua dulce.

El proceso de otorgamiento de nuevas licencias a alrededor de 400 plantas hidroeléctricas que se está llevando a cabo 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 del ámbito federal deben obtener nuevas licencias de operación del FERC. Dicho proceso ofrece la oportunidad de agregar nuevas estipulaciones ambientales a las plantas o de revocar o mantener las estipulaciones en vigor.

Hace poco el DOE señaló que en los procedimientos individuales de otorgamiento de nuevas 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. Estimaciones citadas en un informe reciente del DOE sugieren que tales pérdidas son del rango de 1 a 8%.⁵⁸ Varias organizaciones no gubernamentales, principalmente American Rivers, también han señalado que los procedimientos de otorgamiento de nuevas licencias están revocando importantes medidas de protección ambiental ya en vigor.

⁵⁶ EPA (1997), *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generation Units – Final Report to Congress*, vol. 1.

⁵⁷ Un ejemplo de proyectos hidroeléctricos de bajo impacto son los de Canadian Hydro Developers Inc.: su cartera de hidroelectricidad va de 6.6 MW —en Ragged Chute, Ontario— a apenas 1.3 MW en Moose Rapids, también en Ontario.

⁵⁸ Hunt and Hunt, 1998 citado en “Scenarios for a Clean Energy Future” del DOE.

Factores que pueden cambiar los planes de generación nueva

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 contaminantes atmosféricos peligrosos por kWh generada, en comparación con el carbón o el petróleo. Por ejemplo, con base en los promedios nacionales de Estados Unidos, el gas natural produce un tercio menos de CO₂, 99% menos de SO₂, una sexta parte menos de NO_x y 99% menos mercurio que el carbón por kWh generada.

La pregunta fundamental desde la perspectiva ambiental es: ¿tendrá lugar la expansión planeada (o el cambio en México) al gas natural, o los aumentos con el tiempo 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. 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 compañías eléctricas estadounidenses y mexicanas han anunciado su inmenso interés en el gas.⁵⁹ 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 diferencia negativa 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 comenzaron a aparecer indicaciones de que las reservas de gas de Canadá a las que se podía acceder con facilidad ya habían llegado a su capacidad.

Hace poco, 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%”.⁶⁰ 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 hay señales claras que indiquen 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 parte de la expansión planeada actualmente favorecida por el gas natural. Por ejemplo, el Consejo 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 alimentadas con carbón para satisfacer la demanda proyectada de electricidad en el futuro.⁶¹ No obstante, el grado de este cambio del

⁵⁹ Entre otros factores que podrían influir en los resultados ambientales en años futuros están los avances tecnológicos en energía limpia, incluidas celdas de combustible con base de hidrógeno, y el grado de desarrollo de la generación distribuida en el subcontinente.

⁶⁰ Williams Capital Group, 2001, *U.S. Electricity Supply & Demand Analysis: Tight Gas Supplies Tell the Story*. WCG, Nueva York. El periodo de proyección es hasta 2010.

⁶¹ 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. Dado que los precios alcanzaron su punto máximo a principios de 2001, el precio del gas natural estuvo 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, se espera que las propias reservas se vuelvan 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.

gas a otros combustibles fósiles será determinado (en parte) por diferentes elasticidades de precio de demanda, tanto por la elasticidad del propio precio del gas natural como por la de precios cruzados de demanda del gas, carbón, petróleo, fuentes nucleares e hídricas.⁶²

Cambios recientes en la mezcla de combustibles en Estados Unidos 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 marcó el récord más alto de todos los tiempo 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 2000.⁶³

También se tienen pruebas de que con la importancia dada por el actual gobierno de Estados Unidos a la seguridad energética, el carbón tiene el fuerte apoyo de las políticas. En febrero de 2001, el presidente Bush declaró: “El carbón será fundamental para la política energética de este gobierno dirigida a reducir la dependencia del petróleo extranjero y evitar crisis como la escasez de energía de California”. Podría 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*)⁶⁴ sugieren que tales acontecimientos incrementarán las resoluciones para reducir la dependencia del abastecimiento de petróleo del extranjero, fortalecer más los lazos continentales y explorar y explotar fuentes de energía locales. (A este respecto, la Asociación Americana del Carbón [*American Coal Association*] asevera que sus reservas probadas de carbón subterráneo y superficial en Estados Unidos superan los 507,000 millones de toneladas cortas.)⁶⁵

Para darnos una idea de cómo responderán los mercados futuros a los cambios en precios relacionados basados en la competencia, basta estudiar la historia reciente. Un análisis determina que las condiciones

⁶² Los cambios en el precio y la disponibilidad de un combustible por lo general cambian la demanda hacia otros combustibles. El grado de dicho cambio 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 tanto las elasticidades del propio precio como 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 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 del propio precio de demanda de toda la energía es en promedio -0.2. Sin embargo, la elasticidad de demanda de cada combustible fósil al parecer es mucho mayor, con valores por arriba de 1.0 y hasta 2.0. Martin menciona que cuando las elasticidades del propio precio son grandes, las elasticidades de precio cruzado usualmente también son grandes, sugiriendo una mayor propensión hacia la sustitución de productos combustibles. Esto a su vez sugeriría las siguientes estimaciones de Jones (1996) en las elasticidades del propio precio y, más importante aún, en las elasticidades de precios cruzados de demanda por uso directo de los combustibles fósiles medulares:

Cuadro 11: 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

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, T. Barker, P. Ekins y N. Johnstone (eds.), *Global Warming and Energy Demand*, Routledge, Londres.

⁶³ Illinois Clean Coal Institute, www.icci.org.

⁶⁴ Roberts, John, 2001, *Attacks to Throw World Energy in Turmoil*, Energy Insight Today, FTenergy.com.

⁶⁵ American Coal Producers Association.

recientes son favorables para el resurgimiento del carbón. En apoyo de este texto, la CCA patrocinó un análisis retrospectivo de los cambios en la mezcla de combustible derivados de mercados competitivos en Estados Unidos, y sus implicaciones ambientales. De manera más específica, el análisis comparó las emisiones proyectadas contenidas en el estado final de impacto ambiental (FEIS) de la Orden 888 (1996) del FERC, con las emisiones reales de 2000.

El informe determinó que las emisiones proyectadas en los escenarios competitivos subestimaron los niveles de emisiones reales, y que el escenario del FERC que más se parecía a las tendencias reales en las emisiones fue el escenario “la competencia favorece el 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 (favoreciendo al carbón) y 4.3% por debajo del escenario de “la competencia favorece el 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 el carbón”.

En resumen, al 2000 el escenario “la competencia favorece el 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 sí incrementaron la generación con carbón para satisfacer una demanda superior a la esperada en dichas regiones.⁶⁶

QUINTA PARTE

EL PAPEL DE LOS PRECIOS Y LAS DISTORSIONES DE PRECIO EN LA INCORPORACIÓN DE LOS COSTOS AMBIENTALES

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 en la conformación hasta cierto punto de 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 monopolios u oligopolios ahora están recibiendo un precio y son objeto de operaciones de mercado. Para encontrar los mejores precios, miles de corredores, intermediarios, comercializadores de electricidad y otros toman decisiones sobre la venta de electricidad en tiempo casi real.⁶⁷

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

⁶⁶ Véase Woolf *et al.* (2001).

⁶⁷ 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. Cabe hacer notar que las operaciones con electricidad difieren de las operaciones con otras clases de producto en que no se consideran “ventas” en el sentido convencional, sino más bien intercambios realizados de conformidad con convenios de canje u otros acuerdos. En la mayoría de los casos, el dinero no cambia de manos directamente entre generadores y compradores extranjeros, ya que el intercambio se da entre numerosos comercializadores de electricidad e intermediarios financieros surgidos a partir de la reestructuración del sector eléctrico. Por ejemplo, con la reestructuración ha habido un marcado cambio de las ventas a largo plazo aparejadas con provisiones de respaldo de emergencia, hacia las ventas realizadas con intermediación de comercializadores de electricidad que negocian contratos a corto plazo.

En la primera, los mercados competitivos proporcionan a los clientes más opciones de compra de productos y servicios ambientalmente preferentes. Al explicar las amplias metas de la reestructuración, el FERC señala que la mayor competitividad de los mercados de electricidad ha “hecho que se tenga un mayor conocimiento de las necesidades del consumidor”.⁶⁸ Hasta qué punto los usuarios están conscientes de los efectos ambientales de la electricidad que utilizan, y qué volumen y en qué condiciones están dispuestos a comprar electricidad renovable y productos y servicios energéticamente eficientes, son preguntas que están siendo contestadas por diversos esquemas basados en el mercado dirigidos a los consumidores,⁶⁹ que incluyen iniciativas de precios “verdes” o ecológicos ofrecidos por compañías eléctricas, esquemas 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 esquemas se describen en la sexta parte.

La segunda área, en la que los precios pueden contribuir a reducir los efectos ambientales, se relaciona en términos más generales con la “corrección de precios”. 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 hace casi 30 años. Con la introducción de precios más eficientes al mercado de electricidad de América del Norte, existe la posibilidad de que los ciudadanos tomen más en cuenta los daños ambientales que a la fecha permanecen “fuera del dominio de los mercados, sin propietario, sin precio y sin responsables”.⁷⁰ 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, los responsables de la contaminación no pagan ni la más mínima parte del costo de los daños ocasionados. Los efectos ambientales secundarios van

Recuadro de texto 1: Efectos de la generación de electricidad en la salud

Un estudio reciente realizado por Levy *et al.* 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 ingresos de emergencia al hospital 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 de síntomas en 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,

⁶⁸ FERC (2000), *State of Markets*, Washington.

⁶⁹ 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).

⁷⁰ Theodore Panayotou, “Green Markets: The Economics of Sustainable Development”, International Center for Economic Growth, 1993.

desde cambio climático y lluvia ácida hasta riesgo de contraer cáncer por la emisión de grandes cantidades de mercurio y metilmercurio —a los que se ha relacionados directamente con la neurotoxicidad.⁷¹ La generación de electricidad, principalmente en plantas de petróleo y carbón, también emite cantidades pequeñas de dioxinas, arsénico, radionucleidos y otras emisiones peligrosas y tóxicas. Ya se dispone de una cantidad considerable de literatura que vincula el sector eléctrico con los daños a la salud humana y al medio ambiente y evalúa los efectos de tales daños (véase recuadro).

Un estudio más reciente que utiliza técnicas de evaluación 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 cuentan 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, entonces los costos del carbón se incrementan. Los autores argumentan además que si se consideran los costos de la generación eólica —incluidos los costos anticipados de capital, ubicación, operación y desmontaje—, dicha forma de generación puede competir al precio de 3-4 centavos por kWh.⁷²

En los últimos años, el papel de los subsidios ha recibido mucha atención de los ambientalistas. 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 la sobrecapacidad, a que se inhiba el movimiento de capital y a la conservación de equipo viejo, ineficiente y nocivo para el medio ambiente que de lo contrario ya hubiera 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 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 cuentan 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 transportación de combustible hasta tasas de depreciación de capital), cuyos efectos de reducción de precios son similares al pago de subsidios directos.⁷³

⁷¹ 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 son preocupantes para la salud pública y por tanto ameritan mayor investigación y seguimiento”, EPA (1998), “Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units – Final Report to Congress”, vol. 1, Washington.

⁷² Marck Jacobson y Gilbert Masters (agosto de 2001), “Exploiting Wind Versus Coal”, *Science*, vol. 293.

⁷³ La OCDE ha tratado de capturar 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 UNFCC, Working Paper No. 2, OCDE/GD(97)70, París, 1997.

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, medidas de apoyo a programas de eficiencia energética como el aislamiento mejorado u otros tipos de proyecto 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 por clasificarlos como nocivos para el medio ambiente, benéficos para éste, ninguna de las dos cosas o una combinación de ambos. 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 diferenciar subsidios “verdes” y subsidios nocivos para el medio ambiente.

Sin embargo, como observación general, la OCDE menciona que los subsidios que apoyen resultados ambientalmente preferentes deben quedar exentos de la caracterización general de subsidios con efectos dañinos para el medio ambiente.⁷⁴

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 tienen la intención de identificar algunos, difícilmente todos, de los subsidios en vigor en América del Norte relacionados con la electricidad.

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 1992.⁷⁵ 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 año fiscal 1999, las dos deducciones fiscales más cuantiosas fueron para la producción de combustibles alternos, utilizadas para desarrollar metano de lecho carbonífero y

⁷⁴ Esta distinción se reconoce, por lo menos en parte, en la Ronda Uruguay. 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 TLCANAN no contiene exenciones comparables.)

⁷⁵ Administración de Información de la Energía (1999), “Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 1999: Primary Energy”, Departamento de Energía, www.eia.doe.gov/oiaf/servicrpt/subsidy.

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 setenta 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 1998.⁷⁶

El presupuesto de EU propuesto para 2002 por la Oficina de Administración y Presupuesto (*Office of Management and Budget*, OMB) exige al DOE destinar 2,800 millones de dólares estadounidenses, más 2,100 millones adicionales en forma de beneficios fiscales, principalmente a “fuentes de energía tradicionales y alternas”. De acuerdo con las propuestas de la OMB (a finales de septiembre de 2001), el apoyo del gobierno federal a la conservación de la energía tiene que ser 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”. Son numerosas las deducciones fiscales, incentivos y otras medidas incluidas en el presupuesto, y resultan demasiado extensas y complejas para resumirlas.⁷⁷

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 en 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 fiscales.⁷⁸

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 los gastos financieros 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, calculó un rango de subsidios totales en el sector eléctrico de EU de entre 46,000 y 27,000 millones de dólares estadounidenses. El estudio calculó subsidios con base en cualquier bien o servicio propiedad del gobierno (incluidos instrumentos de riesgo) que de lo contrario hubiera tenido que obtenerse en condiciones de mercado, y la carga fiscal en comparación con el tratamiento estándar de una actividad comparable. El estudio incluyó varios programas que habían sido descontinuados a la fecha de elaboración del mismo en 1992, principalmente

⁷⁶ U.S. General Accounting Office (2000), “Clean Coal Technologies: Status of Projects and Sales of Deomstrated Technologies”, Washington.

⁷⁷ Consúltese <http://www.whitehouse.gov/omb>.

⁷⁸ Estos estudios fueron recopilados en un informe muy útil de la Agencia de Información de la Energía de Estados Unidos (1999).

la depreciación acelerada de maquinaria y equipo, calculada en 12,000 millones de dólares, que se eliminó de acuerdo con 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, casi 85%, se destina a la reducción de las tarifas eléctricas para usuarios residenciales y agrícolas. En contraste, 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 alinear 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 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 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.

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. Una vez que el proyecto entre en operación, se espera que produzca alrededor de 800,000 barriles diarios de petróleo. 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 menciona que mientras los subsidios federales para el sector de combustibles fósiles parecen estar disminuyendo, los subsidios al proyecto Tar Sands son diez veces mayores que todos los esquemas de apoyo del gobierno federal a la eficiencia energética y a la energía renovable. Estos esquemas incluyen 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 estas 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”.⁷⁹

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

⁷⁹ Comité Permanente sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable (diciembre de 1997), “Kyoto and Beyond”.

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 hallazgos a partir de modelos. Por ejemplo, en los noventa 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 los estudios (de Jorgensen) encontró, mediante un modelo de equilibrio general combinado con otros modelos, 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.

Es interesante mencionar que el mismo estudio encontró 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.

Efectos similares a los subsidios de las exenciones legislativas

Una de las principales preocupaciones de los ambientalistas continúa siendo el destino de más de 300 gigawatts de plantas generadoras de carbón subutilizadas en América del Norte. Un aspecto importante inherente a su destino es el efecto de las “cláusulas de exención”. Cuando se promulgó la Ley de Aire Puro original hace más de 30 años, y cuando se promulgaron sus reformas subsecuentes de 1977 y 1990, se otorgó una dispensa temporal de “fuente vieja” —a la que se le conoce con el nombre común de “cláusula de exención”— a las plantas existentes, principalmente a aquellas alimentadas con carbón. 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 a partir de entonces.

Las exenciones permiten a plantas viejas de carbón operar con niveles de emisión de contaminantes entre cuatro y 100 veces más altas que las plantas más recientes.⁸⁰ 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 activos viejos y la adquisición de activos nuevos y eficientes. Desde la perspectiva económica, las cláusulas de exención tienen efectos similares a los subsidios, ya que mantienen generadores viejos e ineficientes que no podrían competir en mercados competitivos.

SEXTA PARTE

MANEJO RELACIONADO CON LA DEMANDA

NORMAS AMBIENTALES, ESQUEMAS DE ETIQUETADO Y CERTIFICACIÓN DE PRODUCTOS

Desde los impactantes precios del petróleo de los setenta, 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: es más barato ahorrar energía ganando en eficiencia que construir y operar nuevas plantas. La eficiencia energética nos ha

⁸⁰ A Cohen, *Unfinished Business: Cleaning Up the Nation's Power Plant Fleet*.

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 parte reflejan una visión de las necesidades de energía muy inclinada hacia la demanda, pero con la promoción de la eficiencia energética podemos modificar sustancialmente la nueva capacidad total de generación que requeriremos.

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 por ciento.

Estas ganancias se lograron concentrándose en unas cuantas áreas, principalmente con el incremento en las mejoras de 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 edificaciones.⁸¹ 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.

Algunas de las ganancias anteriores son del tipo “una sola vez” y muchas están estrechamente ligadas a los cambios en los precios. Cuando aumentan los precios del petróleo, el gas natural o la electricidad, también lo hace el interés en la eficiencia energética o el cambio a fuentes de electricidad renovables. En el caso de las fuentes renovables, la experiencia indica —como ya se mencionó— que la generación eólica puede competir en precio a alrededor de 4-5 centavos por kWh. Sin embargo, las posibilidades de la eficiencia energética y las fuentes renovables se desvanecen a la misma velocidad con que bajan los precios.

Oportunidades de eficiencia energética relacionadas con la demanda

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

Por el lado de la demanda al menudeo, son numerosas las opciones para reducir la demanda total de energía que permiten además mantener la prosperidad económica. Por ejemplo, podemos encontrar en el mercado lámparas fluorescentes subcompactas que utilizan 25% menos energía, duran diez veces más que las lámparas normales y permiten ahorrar dinero en los hogares.

En Canadá, el principal programa de etiquetado ambiental en vigor es *Environmental Choice* (Elección Ambiental). Este programa de naturaleza federal, creado en 1998 y administrado por la compañía independiente TerraChoice, otorga su ecologo a aproximadamente 20 mil productos y servicios agrupados

⁸¹ (DOE IWG) 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.

en casi cien categorías. Aunque cambian las estimaciones de mercado precisas, las ventas totales aproximadas de productos y servicios etiquetados de acuerdo con este programa fueron de 3,500 millones de dólares canadienses en 2000.

Entre las categorías de productos con 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 esquemas de etiquetado, utiliza un cierto grado de análisis de ciclo de vida: es decir, examina las características ambientales del producto durante su fabricación, así como su perfil de energía cuando se le da su uso final. (En general, la electricidad total necesaria para fabricar un aparato electrodoméstico equivale a la electricidad que utiliza el aparato en dos meses de uso.) Los productos que abarca el programa son lavaplatos, productos de oficina como telefaxes, fotocopiadoras e impresoras, baterías recargables, etcétera.

En México, a últimas fechas se han emprendido iniciativas para incrementar los esquemas 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 de 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 de ahorro de energía como sensores, fotoceldas y reguladores de tiempo.

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 habituales como aparatos electrónicos, televisores y videocaseteras.

Este programa de etiquetado es parte de un esquema más amplio que incluye los programas *Energy Star New Homes*, *Energy Star Buildings* y *Energy Star Small Business*. Los productos y servicios con posibilidades de recibir las etiquetas *Energy Star* se evalúan con base en su eficiencia energética. Entre los principales objetivos del esquema de etiquetado está promover 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 la facturación de electricidad.

El Plan Nacional de Energía de Estados Unidos demanda que el programa *Energy Star* abarque más que edificios de oficinas e incluya escuelas, comercios, instalaciones de cuidado de la salud 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 relacionadas con 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. Sin embargo, es difícil obtener resultados estandarizados y sin ambigüedades de los niveles actuales de eficiencia operativa por planta generadora, medidos por medio de emisiones totales de contaminantes atmosféricos que se han evitado. Obviamente, las emisiones a la atmósfera en tiempo real de las principales plantas generadoras de Estados Unidos sí están disponibles 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 gasificación de ciclo combinado, las ganancias de eficiencia al parecer están en el rango de 10% en comparación con las tecnologías de combustión de carbón convencionales.

En el futuro, ganancias proyectadas comparativamente más fáciles giran en torno a la cuestión de la eficiencia de generación. Por ejemplo, el DOE de Estados Unidos señala que con sistemas de turbina avanzados se obtendrá 60% de incremento en eficiencia en los próximos años. De acuerdo con el programa Visión 21, se están elaborando planes para ampliar la operación de plantas generadoras híbridas, con una meta a largo plazo de cero emisiones. De acuerdo con el trabajo 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 tecnologías como la de reducción catalítica selectiva, diseñada para reducir las emisiones de NOx en plantas generadoras de carbón, sean utilizadas por la tercera parte de todas las plantas de carbón en los próximos años.

Más adelante se mencionan ejemplos de posibles mejoras derivadas de ganancias de eficiencia, que sobresalen de un informe reciente del DOE sobre oportunidades de nuevas tecnologías con mayor eficiencia energética.⁸²

Un informe 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 sea competitiva en cuanto a costo y que el costo de generación solar fotovoltaica se reduzca 75% en los próximos 20 años.⁸³

Energía renovable

Hay una gran diferencia entre la participación de mercado real y la potencial de la energía renovable; sin embargo, se tienen pruebas de que esta diferencia viene disminuyendo 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 electricidad a partir del viento.

En Estados Unidos, la energía eólica tiene una capacidad de generación aproximada de 2,555 MW, pero se espera duplicarla para 2002. En contraste, 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

⁸² W. Stanton et al, *Scenarios for a Clean Energy Future: Chapter Seven – The Electricity Sector*, p. 7-1,2.

⁸³ DOE IWG 2000.

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.

Incentivos de mercado, compras directas de dependencias gubernamentales, la adopción de Normas sobre Portafolios Renovables (NPR) y otras intervenciones de mercado continúan siendo parte importante del debate en torno a las fuentes renovables.

A la fecha, 23 estados han considerado —y, de éstos, 12 han promulgado— leyes que establecen Normas sobre Portafolios Renovables. De acuerdo con dichas normas, los generadores o proveedores de electricidad de una jurisdicción dada tienen la obligación de vender electricidad producida a partir de fuentes renovables. En general, la legislación define dos importantes dimensiones: requisitos de NPR y fuentes de electricidad renovables. Los requisitos de NPR determinan la cantidad de electricidad producida o vendida dentro de un estado que debe producirse a partir de una fuente renovable. Los requisitos se definen ya sea como porcentajes de las ventas totales o de la producción, o como un volumen fijo de producción. Ocho estados establecen sus requisitos en porcentajes, los que fluctúan entre 0.2% (Arizona) y 30% (Maine) de las ventas. Las definiciones de fuentes renovables se basan en tipo de combustible, así como en otros criterios como volumen de generación. Por ejemplo, mientras que la mayoría de las jurisdicciones considera la hidroelectricidad como forma de producción renovable, 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 embalses.⁸⁴

En las 12 jurisdicciones hay 12 formas de generación eléctrica a las que por lo común se les considera renovables. Es posible que al sol, viento, mareas y biomasa se les considere fuentes renovables.

Se han establecido o se están proponiendo diversas deducciones fiscales y otros esquemas 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 Coalition están, por ejemplo, una Deducción de Energía Verde de 2-3 centavos por kWh a los consumidores, para ayudar a cubrir el sobrecosto de las fuentes renovables, y una deducción por inversión de 2 centavos por kWh para tecnologías de capital.⁸⁵

La disposición de los consumidores a pagar directamente un sobrepago 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 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 mexicanos a 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 preferente es la solar. Casi la

⁸⁴ Para mayor información consulte la base de datos de NPR de la CCA: www.cec.org/databases.

⁸⁵ CARE Coalition (2000), “Working together to Advance Renewable Energy.”

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 consumidores.⁸⁶

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 incluyen el otorgamiento de incentivos y la creación de un esquema de certificación para la energía verde.⁸⁷

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 esquemas de apoyo del gobierno. Hay pruebas de que ciertos clientes están dispuestos a pagar un sobreprecio de 10% por la electricidad renovable: por ejemplo, Canada Hydro Developers —compañía generadora de electricidad renovable de bajo impacto— cobra a sus clientes un sobreprecio de 10% por la electricidad que les vende.

Opciones verdes en mercados abiertos

Además de los esquemas obligatorios de NPR, son tres los vehículos basados en el mercado e impulsados por la demanda que permiten a los usuarios comprar electricidad renovable. El primero incluye esquemas de certificación verde de terceras partes como *Green E* y disposiciones sobre electricidad verde contenidas en *TerraChoice*.⁸⁸ El segundo, cuyo funcionamiento es similar a las etiquetas nutricionales de los productos alimenticios, proporciona información de los efectos ambientales comparados de las diferentes fuentes de energía. El principal prestador de este servicio es Scientific Certification Systems, empresa con sede en el estado de California.

El tercero y, con mucho, el sistema más exitoso basado en el 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. Análisis recientes del Laboratorio Nacional sobre Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*) de Estados Unidos calculan que estos programas representan 110 MW de capacidad instalada para fuentes renovables nuevas, y otros planes de desarrollo firmes para 172 MW de electricidad adicional.⁸⁹ Aun cuando las compañías no tienen una definición uniforme de energía renovable, el combustible seleccionado 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 energía eólica cuenta con la opinión favorable de la población.

El sobreprecio varía entre los programas ofrecidos por las diferentes compañías eléctricas y va desde 0.17 hasta 17 centavos por kWh. El primero corresponde a la electricidad generada a partir de viento, metano de terraplén y energía solar, mientras que el último corresponde a electricidad exclusivamente solar. El cuadro 11 siguiente presenta a las diez principales compañías eléctricas que apoyan nuevas fuentes de generación renovable por medio de programas de precio verde:

⁸⁶ 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.

⁸⁷ Véase www.cec.org

⁸⁸ Es limitado el número de ejemplos de esquemas de autodeclaración de una sola parte —incluida, por ejemplo, la etiqueta de Hydro Québec, que indica su nivel de emisiones contaminantes a la atmósfera desde plantas hidroeléctricas a gran escala, pero omite toda referencia a los impactos ambientales vinculados a las grandes presas.

⁸⁹ Blair Swezey y Lori Bird (agosto de 2001) “Utility Green Pricing Programs: What Defines Success?”, Laboratorio Nacional sobre Energía Renovable, NREL TP.620.29831

Cuadro 11: Diez principales compañías eléctricas que apoyan las nuevas fuentes de generación renovables			
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 terraplén-PV	10,2 MW
5	Madison Gas and Electric	Viento	8.2 MW
6	Wisconsin Electric	Viento-agua-metano de terraplén	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 terraplén	4.6 MW

Otro tipo de demostración de la elección del consumidor de apoyar la energía verde son 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 25% de sus compras de electricidad serían de electricidad generada con recursos 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 2010.⁹⁰

Definición de energía renovable

El incipiente mercado de electricidad de América del Norte presenta la oportunidad (y 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”. Sin embargo, esta cuestión no sólo le compete a Canadá.

La falta de una definición común para fuentes renovables es inquietante sobre todo para los productores de hidroelectricidad a gran escala de cualquier lugar, ya que quedan excluidos de esta designación por clasificaciones más estrictas en ciertas jurisdicciones —que limitan el término a plantas hidroeléctricas con producción relativamente pequeña, argumentando que la formación de grandes embalses tras altos diques causa cambios irreversibles al medio ambiente natural original.

⁹⁰ Consulte www.thegreenpowergroup.org

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 sustentable.⁹¹ 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”. En consecuencia, 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 comercio.

Evitar controversias comerciales es, sin lugar a dudas, una meta importante; pero una razón más para definir electricidad renovable con mayor claridad es que ésta podría ser la clave para obtener los máximos beneficios ambientales. Por ejemplo, la experiencia obtenida con los programas de “precios verdes” ofrecidos por diversas compañías eléctricas demuestra que el mensaje de renovabilidad será más efectivo cuanto más simple. Numerosas definiciones pueden generar entre los usuarios desconfianza hacia las leyendas sobre la competencia y, en general, “fatiga” o hartazgo de las etiquetas o certificaciones.

La claridad en la definición no es un fin en sí misma, ni un esfuerzo por poner las cosas en orden. 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 PARTE

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 racimos de nueva generación de electricidad, donde las consideraciones ambientales podrían tener que incluir cuencas de aire, cuencas de agua y corredores de vida silvestre (o ecosistemas complejos) completos. Diversos mecanismos bilaterales⁹² 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 mejoras de infraestructura necesarias e inherentes a ellas. No obstante, aún quedan importantes lagunas 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 de largo alcance o transfronterizos.

Impactos de largo alcance y transfronterizos y su evaluación

Con frecuencia, los impactos ambientales asociados a las formas de generación de electricidad más convencionales llegan más allá de donde se generan. Las propiedades de desplazamiento a mediano y largo alcance de 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 agotadores de la capa de ozono, son de preocupación mundial, sin importar el lugar de procedencia. Los contaminantes o las alteraciones a los hábitat pueden incluso afectar la biodiversidad, dañando especies alejadas del sitio

⁹¹ IEA, *Towards a Sustainable Energy Future*, 2001: www.iea.org/public/studies/futurehigh.pdf

⁹² 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). Otro amplio número de acuerdos transfronterizos de naturaleza federal, local, estatal y provincial ofrecen importantes oportunidades de planeación y evaluación regional. Véase en general base de datos de la CCA sobre convenios transfronterizos.

de actividad. Esto es cierto sobre todo para 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 conforme a la ley estatal, provincial o federal respectiva, y con frecuencia mediante 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 caso.⁹³ En general, los proyectos de generación de electricidad que no están sujetos a procedimientos formales de EIA son objeto de algún tipo de escrutinio en los procesos estatales, provinciales o locales de otorgamiento de permisos, pero es posible que tales procesos tengan un enfoque menos disciplinado en la evaluación de impactos de largo alcance y acumulados y 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 jurisdicción.⁹⁴ En la práctica, si las decisiones en cuanto a la ubicación de un proyecto en la localidad no están sujetas a EIA, las demás comunidades ignorarán los efectos que el proyecto podría acarrearles.

Efectos acumulados

Gran número de 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 han llevado o se llevarán a cabo.⁹⁵ En el contexto de América del Norte, la evaluación de impactos acumulados es de especial importancia si se considera el gran número de propuestas de proyectos de generación de electricidad en el futuro cercano, con posibilidades de concentrarse en regiones específicas. Sin embargo, una revisión superficial de varios de tales proyectos que no fueron objeto de revisión ambiental siguiendo los procedimientos federales de EIA demostró que en tales casos la consideración de impactos acumulados fue dispareja e irregular.

En los últimos años, los avances en modelación de destino y transporte, detección remota y otras técnicas de monitoreo han incrementado nuestra apreciación de las relaciones entre fuente de largo 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.

Evaluación de impacto ambiental transfronterizo

La Evaluación de Impacto Ambiental Transfronterizo (EIAT) goza de amplio reconocimiento y continúa ganando aceptación en todo el mundo.⁹⁶ La EIAT implica un mecanismo de cooperación para llevar la

⁹³ Si desea consultar un estudio comparativo de los marcos legislativos de las evaluaciones de impacto ambiental en América del Norte, véase *Derecho y políticas ambientales en América del Norte: Evaluación del Impacto Ambiental: Derecho y práctica en América del Norte*, CCA, invierno de 1999.

⁹⁴ *Ibid.* El informe incluye una descripción de la forma en que cada país determina qué proyectos o propuestas están sujetas a EIA federal e incluye ejemplos de procesos de EIA provinciales y estatales.

⁹⁵ Véase, por ejemplo, la Ley Canadiense sobre Evaluación Ambiental, sección 16(1)(a).

⁹⁶ 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*

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, de acuerdo con procedimientos establecidos en el país de origen del proyecto.⁹⁷

Aun cuando no se ha alcanzado un acuerdo formal subcontinental en América de Norte, algunas instituciones bilaterales han participado en evaluaciones 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 EIAT.⁹⁸ 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 contiguas;⁹⁹ 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 fronteriza.¹⁰⁰

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 en casi todos sus aspectos de generación, transmisión y consumo, la falta de datos oportunos, integrales y accesibles 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 largo alcance.

Los generadores en operación presentan información sobre ciertas emisiones reguladas, 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 transfronterizos.¹⁰¹ Aun en los casos en que el número de

Law I, Chapt. 15 (Manchester Univ. Press, 1995); D. Hunter et al. *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).

⁹⁷ 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, 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.

⁹⁸ Declaración de cooperación conjunta en el ecosistema Georgia Basin y Puget Sound (Joint Statement of Cooperation on the Georgia Basin and Puget Sound Ecosystem).

⁹⁹ www.westgov.org (Western Governors Association)

¹⁰⁰ Comunicación personal a un empleado de EPA.

¹⁰¹ 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

datos es considerable, muchas veces éstos no son de tanta utilidad 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.

SECCIÓN OCHO

COMERCIO INTERNACIONAL Y ASPECTOS DE POLÍTICA COMERCIAL

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), resume los hallazgos de seis modelos: NEMS, POEMS, RFF (Haiku), IPM, E2020 y Marketpoint. En la conformación del escenario de base los modelos examinaron los cambios en la transmisión interregional para 2010.

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

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.¹⁰² Con fines de ilustración, más adelante se proporcionan ejemplos de permisos o solicitudes recientes.

Las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (base 1998), aunque menos claras que el trabajo de EMF, son sin embargo dignas de consideración. El cuadro que sigue muestra las importaciones y exportaciones de Estados Unidos con Canadá y México.

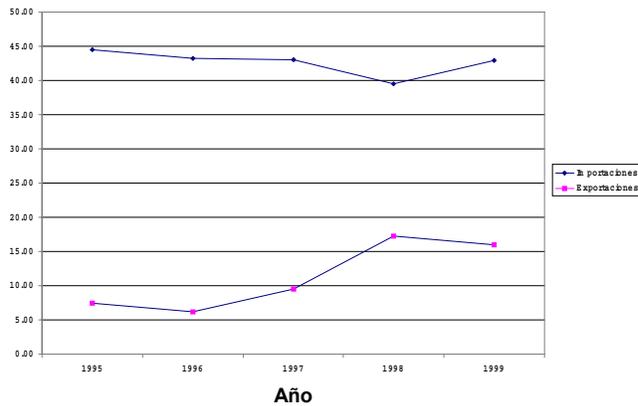
Cuadro 12. Estados Unidos: proyecciones de comercio bruto de electricidad (Proyecciones de 1998 en miles de GWh)									
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Importaciones desde Canadá y México	47.6	46.5	48.6	62.0	66.9	66.0	68.7	67.1	61.9
Exportaciones brutas	15.5	13.0	13.1	13.1	12.7	16.6	16.7	16.8	16.9
Fuente: IEA Monthly Electricity Survey, May 2001									

todos los sitios propuestos, incluido... consulte <http://www.energy.ca.gov/sitingcases/> . Canadá lista 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 lista los proyectos evaluados de acuerdo con la ley federal en www.ine.gob.mx/dgoeia/impacto/index.html.

¹⁰² EMF (2001), "Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market," EMF Report 17

La información que sigue presenta datos recientes sobre volúmenes de comercio y cambios en América del Norte.

Gráfica 3: Comercio de electricidad entre Canadá y Estados Unidos



Fuente IEA 2001.

La gran mayoría del comercio de electricidad en América del Norte ocurre entre Canadá y Estados Unidos. Antes de mediados de los años setenta las importaciones y exportaciones entre ambos países tenían un nivel relativamente bajo. Con el choque de los precios de la OPEP, sin embargo, el mercado estadounidense volvió la mirada hacia Canadá en busca de importaciones menos caras de hidroelectricidad. A partir de entonces, aunque con variaciones debido a múltiples factores (condiciones meteorológicas, precipitación pluvial promedio, cambios en precios relativos de combustibles y requisitos de abasto para emergencias), el comercio total promedio entre Canadá y EU ha crecido de manera constante en ambas direcciones y en ambos países.

En 1980 Estados Unidos exportó alrededor de 3.56 miles de GWh de capacidad eléctrica, la mayor parte hacia Canadá. En 1999, la cifra creció hasta aproximadamente 16.02 miles de GWh. En el mismo periodo, las exportaciones de Canadá se incrementaron de aproximadamente 30 mil GWh a casi 43 mil GWh.¹⁰³ El total de exportaciones canadienses de electricidad a Estados Unidos en 2000 fue por 50 mil GWh, 11 por ciento de incremento respecto de 1999.¹⁰⁴ Las exportaciones de electricidad de Estados Unidos a Canadá declinaron pero mantuvieron un nivel considerable de 10 mil GWh.

Los sectores de electricidad de Estados Unidos y Canadá han sido descritos como de excelente compatibilidad debido a 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, diversas grandes empresas de generación han buscado de manera intensa recurrir al comercio en los pasados 20 años, entre ellas Hydro Quebec, la más grande exportadora neta de electricidad, BC Hydro, Ontario Power y otras.

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 de 1999 y 2000 en Estados Unidos, los ingresos canadienses por exportación de electricidad aumentaron 111 por ciento hasta C\$2.1 miles de millones. Entre los factores por los que los compradores estadounidenses buscaban comprar energía procedente de Canadá estaban los altos precios del gas natural (comparados con los bajos costos de la energía canadiense), bajos niveles de 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 ciento.¹⁰⁵

¹⁰³ International Energy Agency. 2001. *Electricity Information, 2001*, Paris

¹⁰⁴ International Energy Agency, May 2001, Monthly Electricity Survey, Paris.

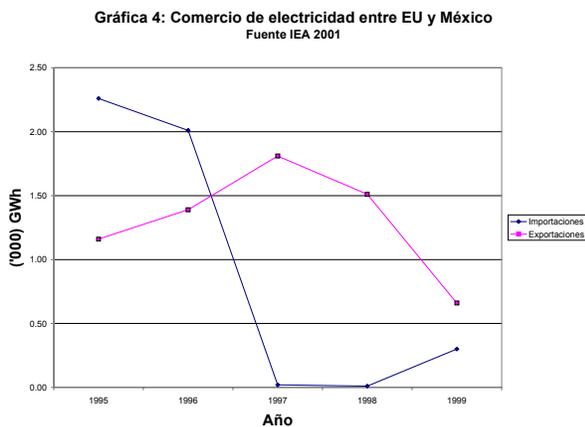
¹⁰⁵ National Energy Board (2000), *Annual Report*. Spot prices are the prices charged on the spot market - they may be representative of prices during an interval as short as a few hours.

Al analizar los datos del comercio “subcontinental” de electricidad, en realidad se tienen dos patrones comerciales bilaterales y separados en juego: el comercio entre Canadá y Estados Unidos y el que ocurre entre Estados Unidos y México. El comercio de electricidad entre Canadá y México es muy limitado, en parte por las barreras físicas que impiden a las líneas de transmisión transportar eficientemente la energía eléctrica a tan grandes distancias.¹⁰⁶ Al pensar en patrones incipientes de comercio de electricidad, la analogía sugerida por la oficina del Representante de Comercio de EU durante las negociaciones del TLCAN de un patrón de comercio tipo “rueda de bicicleta”, con Estados Unidos en el centro, parece ser el más apropiado en el caso de la energía eléctrica.¹⁰⁷

Comercio de electricidad entre México y Estados Unidos

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. México exportó más electricidad a Belice que al norte, a Estados Unidos. En 2000, alrededor de 110 GWh de electricidad mexicana se exportaron a Belice. En contraste, las exportaciones totales de Baja California a EU fueron de 30 GWh en ese mismo año.¹⁰⁸

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 a granel. Dichas conexiones se ampliarán en los próximos años y, en especial, se tienen 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).



En contraste, la infraestructura de transmisión y los enlaces de red entre México y Estados Unidos siguen siendo muy limitados. Son dos los sistemas principales de intercambio de electricidad entre los dos países: el primero, compuesto de dos conexiones de red (Imperial Valley y Tijuana 1) une los estados de Baja California y California. En enero de 2001 México comenzó a exportar 50 megawatts (MW) de electricidad a través de esta red. El otro sistema consta de dos conexiones, en Diablo y Azcárate. México y EU tienen otras conexiones menores de capacidad de red —aproximadamente siete. También se tiene previsto expandir la capacidad de transmisión entre

México y Estados Unidos en esta década. (Los aspectos 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.)

¹⁰⁶ Lo que no quiere decir que no exista; por ejemplo, BC Hydro vende electricidad a México a través de Powerex.

¹⁰⁷ Gobierno de EU (1994), Environmental Review of NAFTA, Washington.

¹⁰⁸ 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.

Autorizaciones de exportación otorgadas por la CRE

El año pasado, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó varias autorizaciones de exportación importantes, las que al parecer incluyen exportaciones a Estados Unidos e importaciones desde dicho país. Por ejemplo:

- En marzo de 2000, la CRE otorgó a Energía de Mexicali, subsidiaria 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 se exportará para su comercialización en el sur de California por Integral Energy Sources, Inc. La CRE menciona que este proyecto es “*un paso más hacia la integración del mercado de electricidad de América del Norte*”.¹⁰⁹
- 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 a Estados Unidos a través de Sempra Energy Resources, compañía con sede en dicho país, 5,835 GWh de electricidad. 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 DeAcero, S.A., junto con Enron Power Marketing, un permiso para importar la cantidad aproximada de 932 GWh a su planta en Matamoros. Para la transferencia se utilizará una línea de 230 KV de doble circuito, de 16 km de longitud.
- En diciembre de 2000 la CRE otorgó la primera autorización a un productor de electricidad independiente —Energía Azteca X, subsidiaria 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, Energía Azteca X, de propiedad estadounidense, también ganó la aprobación para exportar.

Además de 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 (Gaz de France International), Bélgica (Tractebel), España (Iberdrola) y Canadá. 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 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 estadounidenses.¹¹⁰

Informes comerciales recientes indican que EnviroPower, con sede en EU, tiene interés en construir dos plantas de carbón en las ciudades de Manzanillo y Lázaro Cárdenas. De acuerdo con los términos informados del contrato, parte de la electricidad total generada en la planta de Mexicali será para consumo en el país, y el resto se destinará a California.

Solicitudes de autorización en Canadá

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 en el que su país debe

¹⁰⁹ InfoCRE, marzo-abril 2000, año 3, núm. 2, 4/4.

¹¹⁰ *Ibid.*

“esperar nuevas e importantes oportunidades de comercialización de la electricidad en Estados Unidos”.¹¹¹ En el mismo discurso, el Ministro mencionó que “son enormes las oportunidades que ofrece ese país, ya que Estados Unidos pasa por lo que él mismo describe como su 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, 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 230,000 voltios 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. Parte de esta capacidad de generación se destinará al mercado estadounidense.

La información anterior, que proporciona ejemplos individuales pero difícilmente una panorámica integral de posibles cambios en el comercio, se complementa con los hallazgos de modelos y otros trabajos, 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) diferencias de precios entre regiones; y (b) la evolución de una red de transmisión sin costuras que una las regiones.

(a) Diferencias de precio entre fuentes de combustible

En primer lugar, gran número de modelos sugiere que, a escala total, los cambios de precio derivados de la reestructuración serán medidos. Sin embargo, se espera que las diferencias de precio sean mucho más altas entre regiones. Por ejemplo, un documento muy útil del Energy Modeling Forum reúne los resultados de varios modelos fundamentales —incluidos NEMS, POEMS, el modelo Haiku de Recursos para el Futuro, el modelo IPM, Energy 2020 del Instituto Canadiense de Investigación de la Energía (*Canadian Energy Research Institute*) y Market Point.

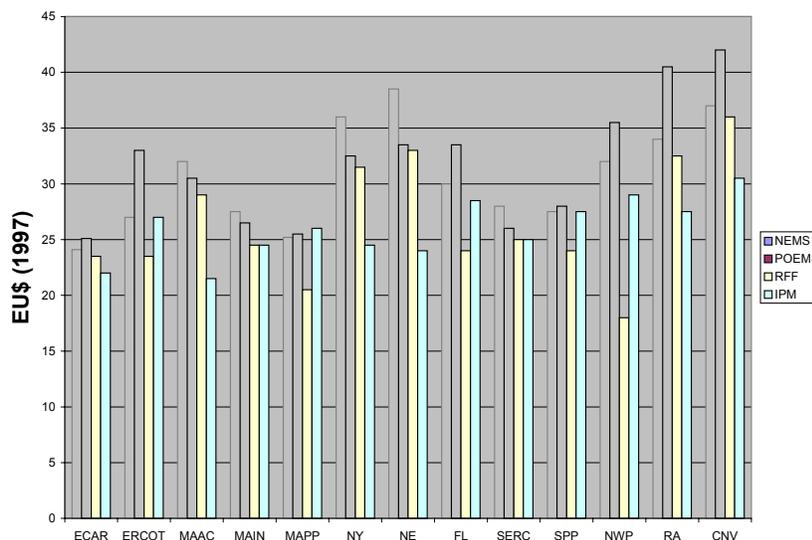
Entre sus hallazgos está que, en el Escenario de Referencia para la reestructuración, los precios promedio de la generación de electricidad al mayoreo en el futuro cercano serán entre 24 y 34 dólares estadounidenses por MWh (dólares de 1997). Posteriormente, los precios sufrirán reducciones marginales

¹¹¹ Discurso al Consejo de Comercio de Toronto, 6 de septiembre de 2001.

de precio con el tiempo, a 25-30 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 con la sola reestructuración. Por ejemplo, a partir de 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 este índice entre importación y producción en la propia región puede ser más alto. Por ejemplo, de acuerdo con el caso de Competencia Alterna, el estudio del EMF sugiere que el mayor incremento de precio relacionado con el supuesto de 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 ocurrirá en las regiones de MAIN y CNV. La gráfica 5 sintetiza las diferencias regionales en los costos de electricidad en 2010, a partir del trabajo resumido del FMF.¹¹²

Gráfica 5: Precio regional competitivo al mayoreo de la electricidad en el caso de referencia, 2010



No obstante hay diferencias importantes en estos resultados que no se pueden resumir por falta de espacio, entre los hallazgos de los resultados de modelación presentados por EMF sobresale lo siguiente:

“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 entrega de combustible más altos.”¹¹³

¹¹² Nótese que las regiones de la gráfica y del estudio del EMF no corresponden exactamente a las principales regiones del NERC.

¹¹³ Energy Modeling Forum (mayo de 2001), “Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market”, EMF Report 17.

Varias predicciones señalan que el consumo de carbón de las compañías eléctricas se incrementará hasta 30% a causa directa de la competencia basada en los precios relacionada con la reestructuración.¹¹⁴

b) Expansión de la transmisión e integración de políticas

El grado de verdad de estas dos hipótesis depende de hasta qué punto los enlaces de transmisión interregional y la integración de una red de sistemas de acceso abierto se conviertan en realidad. Si tales enlaces siguen siendo débiles, entonces obviamente el precio, las reservas de generación y otros diferenciales entre regiones no se traducirán en intercambios interregionales (e internacionales).

Como ya se mencionó, son numerosas las restricciones entre las redes de transmisión de Canadá, México y Estados Unidos y al interior de ellas mismas. El sistema no fue concebido ni construido por un comité de planeación central, sino por inversionistas y empresas. Gran número de restricciones, tanto físicas cuanto de respuesta, permanecen como cuellos de botella dentro del 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 celebraron alrededor de 25,000 operaciones de transmisión interregional en América del Norte. En 1999, esa cifra se incrementó a más de dos millones.¹¹⁵

Los planeadores de energía no piensan a gran escala sólo para planear los incrementos en la oferta: también piensan en grande con respecto a las necesidades de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, el Plan 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.

Estimaciones del NERC muestran un pequeño incremento en la infraestructura planeada hasta 2009 en Estados Unidos, de 137,3000 GW/millas a 143,5000 GW/millas. Sin embargo, al medir la nueva capacidad de transmisión planeada contra 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 2009.¹¹⁶

De acuerdo con el *Edison Electric Institute* (EEI), grupo industrial con sede en Washington, desde 1982 ha habido un descenso constante en la capacidad de transmisión estadounidense. Una estimación 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 (incluido un índice de retiro de líneas obsoletas de 2%). De acuerdo con estimaciones del propio EEI, las inversiones en transmisión (a dólares de 1999) han descendido a lo largo de 25 años a una tasa promedio de 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 Unidos.¹¹⁷

Políticas de transmisión

¹¹⁴ Expediente 5854, *Investigation into the Restructuring of the Electric Utility Industry in Vermont*, informe preliminar y orden, pp. 97-98, 16 de octubre de 1996, citado en CCA: Proyecto Efectos del TLCAN: Estudio temático de la electricidad, 17 de octubre de 1997.

¹¹⁵ Hirst and Kirby (2001), *Transmission Planning for a Restructuring U.S. Electricity Industry*, Edison Electric Institute.

¹¹⁶ *Ibid.*

¹¹⁷ *Ibid.*

Las políticas en materia de transmisión tendrán espectaculares efectos en los patrones de comercio en América del Norte. Los cimientos de estos cambios en las políticas se están colocando ahora.

En Estados Unidos, la Orden 2000 de la FERC —introducida a finales de 1999— tiene como meta reducir las barreras al mercado abierto que persistieron después de la expedición de las órdenes 888 y 889 de dicha Comisión. Tales órdenes dieron inicio a reglas federales estadounidenses que rigen la reestructuración y la creación de un mercado de electricidad abierto y competitivo basado en el precio. Los principales objetivos de la Orden 2000 —que se aplicarán a todos los operadores de transmisión— incluyen la creación de un sistema de redes de transmisión “sin costuras”, en el que reglas basadas en la no discriminación permitan a todos los generadores acceso igualitario a la red.

Con la Orden 2000 se está acentuando el papel de cuatro grandes Organizaciones de Transmisión Regional (OTR). La intención de las OTR, que serán entidades con fines de lucro, es eliminar comportamientos discriminatorios en la imposición de condiciones de acceso al sistema de transmisión por parte de grandes propietarios de instalaciones de tal naturaleza. Se supone que mayor transparencia y reglas claras derivarán en aranceles estandarizados dentro de las regiones.¹¹⁸ Además, las OTR podrán coordinar mejor la planeación de la transmisión en Estados Unidos:

“[La] responsabilidad final en cuanto a planear y expandir la transmisión en cada región debe recaer en las OTR, para que puedan prestar servicios eficientes, confiables y no discriminatorios... A falta de una sola entidad que realice estas funciones, se corre el riesgo de que se hagan inversiones de transmisión separadas en los mismos objetivos y se dañe la seguridad.”

También se espera que las OTR aborden aspectos de seguridad conforme se expanda el uso de redes, a fin de reducir barreras a la información entre diferentes operadores e intermediarios financieros. Se están elaborando reglas para reducir regímenes de tarifas duales dentro de las regiones —por ejemplo, tarifas planas—, reducir las barreras administrativas o de otra clase para entrar y salir del mercado e incrementar la competencia con los mercados de electricidad al mayoreo.

Esto representa un cambio impresionante en comparación con la forma de funcionamiento del sistema de transmisión en el pasado. Tradicionalmente, las exportaciones provenían de compañías eléctricas transmisoras. Las exportaciones se negociaban en contratos de venta a largo plazo o se tenían como respaldo para casos de emergencia. Sin embargo, con la reestructuración han proliferado los comercializadores y corredores de electricidad, que tramitan operaciones en nombre de generadores ubicados fuera de la frontera. En consecuencia, ya no es necesario que los exportadores estén junto a la frontera para poder exportar, y pueden transmitir la electricidad al comprador a través de un operador fronterizo, a cambio de una cuota.

Estos acontecimientos son bienvenidos sobre todo por productores de electricidad más pequeños, incluidos productores de electricidad independientes, por ejemplo, abastecedores de energía renovable o generación distributiva. 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.

¹¹⁸ La solicitud presentada en abril de 2001 a la FERC y a la Comisión de Valores e Intercambio (SEC) de Estados Unidos para transferir el control del sistema de Midwestern Utilities a Alliance RTO nos indica que las capacidades de transmisión se moverán hacia las operaciones con fines de lucro. De aprobarse la solicitud, el sistema de transmisión sería manejado por National Grid U.S.A, unidad de U.K. National Grid Group (con un compromiso de inversión de 1,000 millones de dólares estadounidenses).

Conforme las OTR se conviertan en realidad, tendrán mayores efectos en el comercio internacional.¹¹⁹ Esta premisa es especialmente cierta en el caso del comercio entre Estados Unidos y Canadá. Varias entidades canadienses ya han obtenido de la FERC su designación de comerciante mayorista, por medio de requisitos de reciprocidad para acceso abierto contenidos en las Órdenes 888 y 889 de la Comisión. Varias compañías eléctricas canadienses tienen mucho interés en continuar con este arreglo con la FERC y, más importante aún, en estar dentro en vez de fuera de la red sin costuras. En una reciente reunión de la Comisión en materia de ORT, un representante de BC Hydro mencionó que “BC Hydro había hecho grandes esfuerzos para construir una estructura que dé cabida a la participación canadiense [en el mercado de EU] y cree un mercado sin costuras que incluya las provincias y estados del oeste”.¹²⁰

Integración de políticas e integración de mercado

Al observar 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 parteaguas en las políticas de integración de mercado. Por ejemplo, en su reciente revisión de Canadá, la Agencia Internacional de Energía de 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 congruentes, al menos en parte, con las políticas de la FERC de Estados Unidos”. Según el informe, es posible alcanzar esta congruencia a pesar de las objeciones de la provincia de Alberta en cuanto a la aplicación extraterritorial de las reglas de la Comisión.¹²¹

Asimismo, hace poco el Consejo Nacional de Energía mencionó que la creación de OTR 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 menciona:

“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 ORT podría ser de beneficio para todos los participantes del mercado, siempre y cuando se adopten enfoques apropiados para la supervisión conjunta de ORT transfronterizas.”

Lo anterior refleja un hecho simple: si usted es exportador extranjero y observa el surgimiento de un mercado de transmisión sin costuras, quiere estar dentro de él. Dicho de otra forma, no quiere que las fronteras nacionales sean las que 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 Orden 2000 de la FERC – garantizar el acceso no discriminatorio y abierto – guarda mucha similitud con compromisos contenidos en el Tratado.

¹¹⁹ La noción de que una red de transmisión sin suturas incrementará el comercio es en parte intuitiva, y en parte se basa en pruebas contra-objetivas de que la congestión en los lazos de transmisión entre Nueva Inglaterra y Canadá originan pérdidas en importaciones menos caras de hidroelectricidad de Canadá.

¹²⁰ Solicitud de Tokout Mansour, de BC Hydro, a la FERC en el Asunto de Coordinación Interregional de ORT, Expediente Número PL01-5-001, 19 de junio de 2001.

¹²¹ IEA (2000), *Canada*, 2000, OCDE, París.

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 aquellas en materia de trato nacional y 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 estipulaciones se describen más ampliamente en el Documento de Antecedentes III.¹²²

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 en la Segunda Parte del Tratado: Comercio de Bienes, – mientras que el Sistema Armonizado la clasifica en la fracción 2716.00.00.¹²³

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) prohibiciones al uso de impuestos a la exportación y (c) prohibición al uso de 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 subinciso (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...”

¹²² Horlick, Gary y Christiane Schuchardt. 2001. Documento de Antecedentes III para la Nota del Secretariado sobre el Artículo 13. Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal.

¹²³ 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.

...(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...”

Muy posiblemente, 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 electricidad,¹²⁴ pero México ha mantenido importantes excepciones 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.

Entre las posibles áreas donde las disposiciones del TLCAN podrían ser importantes, en el contexto de este análisis, es en 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, más el 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.

Normas sobre Portafolios Renovables y acceso al mercado

Las Normas sobre Portafolios Renovables (NPR) 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 NPR, los que exigen que un cierto porcentaje del portafolios de electricidad total del estado provenga de la electricidad renovable. Estas medidas de las NPR no se basan en una definición uniforme de lo que es electricidad renovable, sino más bien difieren entre jurisdicciones.

Una vieja causa de desasosiego para ciertos exportadores son los efectos que el comercio de electricidad que cae fuera de ciertos criterios específicos contenidos en medidas de NPR individuales podría tener en el acceso al mercado. Por ejemplo, ciertos criterios de NPR 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 NPR parecen favorecer fuentes de electricidad renovables generadas dentro de los límites estatales. Asimismo, criterios con respecto a fuentes de combustible o tecnologías de generación implícitas pueden excluir las importaciones de electricidad de México o Canadá.

De acuerdo con reglas de comercio internacional (del TLCAN y la OMC), dichas medidas podrían dar lugar a argumentos sobre la posible naturaleza discriminatoria de criterios ambientales no uniformes, que podrían ser contrarios a los requisitos de trato nacional, a menos que estén protegidos por excepciones.¹²⁵

¹²⁴ 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.

¹²⁵ 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...”

Entre las conclusiones tentativas de los autores del Documento de Antecedentes III sobre el TLCAN (Gary Horlick y Christiane Schuchhardt) están los siguientes puntos.

Como observación general, no se ha dado al Artículo XX del GATT una lectura detallada que permita a un miembro de la OMC actuar extra territorialmente para obligar a los nacionales de otro 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 las prácticas cumplan con tales reglamentos. Dicha lectura no sólo interferiría en gran medida con los principios básicos de soberanía nacional,¹²⁶ sino también negaría derechos a los Miembros basándose en 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 GATT.¹²⁷ Si una medida comercial tuviera un objetivo claro y reconocible en lugar de un amplio rango de metas de protección ambiental, sería más fácil de justificar aplicando el Artículo XX(g).

También como observación general, los requisitos de NPR contenidos en diversas leyes estatales pueden ser objetadas como discriminación de hecho en contra de proveedores de hidroelectricidad.¹²⁸ 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 NPR 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 cuestionable si se les puede considerar como un fin justificable para la conservación de recursos no renovables de acuerdo con el Artículo XX(g). Construcción de plantas hidroeléctricas a gran escala, construcción de presas, inundaciones... sin duda pueden tener efectos nocivos en el medio ambiente; sin embargo, es difícil determinar hasta qué grado la hidroelectricidad tendrá efectos ambientales negativos fuera del lugar en donde se construyan y operen las plantas o si tales impactos son preferibles a las importaciones de electricidad generada a partir de fuentes alternas.

Armonización de la definición de electricidad renovable

Una de las principales conclusiones del análisis del Documento de Antecedentes III en cuanto a criterios no uniformes es que la ausencia –en las medidas de NPR– de una definición armonizada de lo que significa electricidad renovable puede crear desigualdad legal para los participantes del mercado involucrados 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 obligatorias o no obligatorias de lo que es un recurso renovable.

¹²⁶ Lo que se reconoce tanto como un principio de derecho internacional como del derecho estadounidense. Véase, por ejemplo, Ian Brownlie, *Principles of Public International Law* 287 (4ª 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 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 mismo, 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.”)

¹²⁷ *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.

¹²⁸ Véase la Sección V.2.a.

Es indudable que una controversia comercial que cuestione la capacidad de los estados para perseguir altos niveles de protección ambiental a través de medidas de NPR 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 se centra precisamente en reglas comerciales que echan por tierra políticas ambientales internas.

Un primer paso para anticipar y evitar este posible choque es trabajando en la definición regional o internacional no obligatoria de electricidad renovable. El segundo sería la adopción de normas internacionales.¹²⁹ Las reglas de comercio internacionales han señalado su clara preferencia por normas internacionales, de acuerdo con ejemplos como medidas de NPR no uniformes 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 NPR 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 medidas de NPR actualmente en vigor en Estados Unidos, en tanto la segunda reúne información sobre normas de etiquetado y certificación de eficiencia energética de productos. Ambas bases de datos se pueden consultar en www.cec.org/databases.¹³⁰

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. Son materia del ámbito de aplicación del Capítulo VI del Tratado titulado ‘Energía y petroquímica básica’ tanto “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, énfasis añadido.) (La definición de inversión del 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 detrás del simple título de ‘Inversión’ del Capítulo XI subyace una amplia gama de derechos concebidos para proteger a los inversionistas extranjeros contra ciertos tipos de medidas gubernamentales y proporcionarles recursos en caso de que tales medidas lleguen a ocurrir. 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 normas internacionales de nivel mínimo de trato para compañías extranjeras y prohibiciones que impidan solicitar a las compañías que manejen sus negocios con base en parámetros de operación o beneficios económicos determinados por los gobiernos.

¹²⁹ 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 viscosa” de definiciones entre fuentes sucias y limpias. 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.

¹³⁰ Un análisis de estas normas muestra que las áreas de ellas que mejor se complementan 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 sin combustión son las que tienen mayores posibilidades de que se les considere renovables.

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 previsto por el Capítulo XI. Las medidas gubernamentales que incumplen con estas obligaciones son, 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 se incluyan 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 –derecho a autorizar el establecimiento, trato nacional, nivel mínimo de trato y requisitos de desempeño– es el Artículo 1110 sobre Expropiación el que ha causado mayor controversia. Las leyes internacionales en materia de expropiación de bienes de propiedad extranjera fueron creadas originalmente en respuesta a la expropiación o nacionalización total de tales bienes y con el tiempo se ampliaron para incluir nociones de expropiación progresiva o gradual –medidas que efectivamente priven a un propietario de la capacidad para manejar o determinar el destino de sus bienes, pero sin cambiar realmente la propiedad de los mismos.

Hoy día, un tema crítico es el alcance de la frase “equivalente a la expropiación”, así como de los conceptos desarrollados de lo que constituye “trato justo y equitativo”. Los tres gobiernos de las Partes del TLCAN han debatido ampliamente en cuanto al alcance e interpretación apropiados de estas disposiciones, incluido el análisis de una nota interpretativa convenida en fecha reciente e iniciada por la Comisión de Libre Comercio en julio de 2001, que quizá muy pronto conduzca a aclaraciones adicionales.¹³¹

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 derechos de propiedad sujetos a la protección del Capítulo XI.¹³² Por lo tanto, una cuota que limite este derecho puede equivaler a la expropiación del mismo. 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 ser objetadas de todos modos por un inversionista extranjero conforme al Capítulo XI. Si la respuesta es positiva, se podría restringir aún más la capacidad de los gobiernos de limitar las exportaciones en condiciones expresamente previstas en el ámbito de aplicación de otros artículos del TLCAN.

Calidad ambiental e implicaciones de 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 ha ocurrido en parte porque mercados más pequeños – sobre todo productores de hidroelectricidad en los

¹³¹ 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.

¹³² *S.D. Myers v. Canada*, op. cit.

setenta y ochenta —explotaron su ventaja comparativa para ampliar la producción y satisfacer mercados estadounidenses mucho más grandes.

El libre comercio de la electricidad abre nuevos mercados que de lo contrario no hubieran podido ser atendidos por una compañía eléctrica nacional. El libre comercio no sólo trae consigo mercados nuevos, sino también más grandes, que a su vez pueden tener importantes efectos en el tamaño de las plantas generadoras. Cabe hacer notar una vez más que el comercio de electricidad en América del Norte se inició a mediados de los setenta, cuando los compradores estadounidenses dieron la espalda al petróleo importado y optaron por hidroelectricidad canadiense más barata. Por su parte, esta apertura a nuevo potencial de exportación impulsó a varias de las grandes compañías eléctricas de Canadá —principalmente Hydro Quebec, el exportador más grande del subcontinente— a ampliar la generación de hidroelectricidad para satisfacer la creciente demanda del extranjero.

En consecuencia, 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 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 hacia otro lugar los efectos en el medio ambiente local que hubieran ocurrido en ausencia de dicho desplazamiento.

Es difícil pronosticar 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 —que es 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 3.6 millones de toneladas de CO₂, 28,300 toneladas de SO₂ y 9,700 mil toneladas de NO_x.¹³³

La pregunta no es si el libre comercio generará cambios en la distribución espacial de los impactos ambientales: es obvio que los ha generado y continuará generándolos. La pregunta es si el libre comercio cambiará no sólo el lugar que recibe tales impactos, sino también la magnitud de los mismos.

Lo anterior dar lugar en parte a la pregunta de hasta qué punto las diferencias en reglamentos y normas ambientales entre regiones y países y entre diferentes fuentes de combustible pueden ser un factor en los cambios de ubicación relacionados con el libre comercio. Durante los noventa se dio mucha atención a cuáles reglamentos ambientales afectan la competitividad en firme. La cuantificación 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.

En 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 extensos ordenamientos ambientales. Las estimaciones más recientes de la reducción de la contaminación en el sector eléctrico 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 1993.¹³⁴ Estimaciones

¹³³ Estos cálculos utilizaron datos sobre exportaciones de *Electric Power in Canada 1998-1999*, así como datos de análisis realizados en el Documento de Antecedentes I relativos a emisiones del sector eléctrico en las provincias.

¹³⁴ Departamento de Comercio de EU (1996), "Pollution Abatement Costs and Expenditures: 1994," MA2000 (94) – 1.

generales sugieren que en el área de la hidroelectricidad en Estados Unidos, los costos de cumplimiento con la normatividad ambiental equivalen a una restricción en la producción de entre 1% y 8%. 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 dentro del rango de 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 equipo de capital al final del tubo– las nuevas instalaciones generadoras enfrentan numerosos (y 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 las disposiciones individuales más importantes para obtener un Permiso Presidencial de exportación o importación de electricidad giran 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, el aplazamiento de parte de la generación planeada en unas regiones y la expansión en otras y hasta qué punto dicho aplazamiento, expansión y cambios de ubicación obedecen a diferencias en reglamentos ambientales? Se tienen pruebas empíricas de que países con reglamentos ambientales relajados en materia de libre comercio deben incrementar su ventaja comparativa en la producción de industrias con alto grado de contaminación. También se tienen pruebas limitadas de que industrias altamente tóxicas se están trasladando de países con altas normas ambientales hacia países con normas menos estrictas.¹³⁵

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

Análisis del efecto de los reglamentos ambientales en el comercio sugieren que, en general, las diferencias normativas entre países en sectores altamente contaminantes han tenido un impacto pequeño, pero cuantificable, en los patrones de comercio. No obstante, existen factores adicionales y más importantes que explican las decisiones de ubicación más allá de los ordenamientos ambientales. En general, tales factores son proximidad de mercado, costo de mano de obra, costo de capital, riesgos nacionales, infraestructura y otros.

Los datos de NEWGen sugieren que los otros factores, no las diferencias en reglamentos ambientales, son más importantes en las decisiones de ubicación. Por ejemplo, de acuerdo con los datos de NEWGen, hasta 2007 el mayor número de nuevas plantas se ubicarán en California y Nueva York, dos de los estados con reglamentos ambientales más estrictos de Estados Unidos. En consecuencia, 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 promedio.

Sin embargo, se tienen pruebas de que ciertas compañías *pueden* hacer uso estratégico de las diferencias en ordenamientos ambientales para reducir sus costos de operación. Aun cuando, en términos generales, el argumento del paraíso de la contaminación 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 donde no logran cumplir con dichos ordenamientos, destinándose un alto porcentaje de la generación total a zonas dentro de dichas áreas. Asimismo, sin lugar a dudas habrá casos en que nuevas plantas

¹³⁵ Banco Mundial. 1992. *Trade and Environment*. Editado por Patrick Low. Washington, DC.

alimentadas con carbón o hidroeléctricas de Alberta o Quebec, respectivamente, amplíen sus operaciones y exportaciones a Estados Unidos, operando al mismo tiempo con normas sobre emisiones de contaminantes de criterio o normas ambientales para la operación de embalses a gran escala cuantificablemente más bajas.

También se tienen pruebas limitadas y poco satisfactorias de los efectos ambientales agregados del libre comercio en América del Norte. Un estudio¹³⁶ probó 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.

¹³⁶ 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					
Fuente - <i>Trade Data Online, Industry Canada</i>					
Exportaciones a Canadá: Dólares corrientes 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 corrientes 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 corrientes 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 corrientes 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 corrientes 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 corrientes 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
Observe que los datos de México se derivan de los de Canadá y EU. Por ejemplo, las exportaciones de México a Canadá son las mismas que las importaciones canadienses de México.					

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 CON UNA PRODUCCIÓN DE VAPOR SUPERIOR A 45 TON. POR HORA
SA 840212 – CALDERAS ACUOTUBULARES CON UNA 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 PARA 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 MAQUINAS DE VAPOR O GENERADORES DE VAPOR
SA 840490 - PARTES PARA APARATOS AUXILIARES Y CONDENSADORES PARA MAQUINAS 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) – CON POTENCIA SUPERIOR A 40MW
SA 840682 – TURBINAS DE VAPOR Y LAS DEMÁS TURBINAS DE VAPOR (EXCEPTO PARA LA PROPULSIÓN DE BARCOS) – CON POTENCIA IGUAL O INFERIOR A 40MW
SA 840690 - PARTES TURBINAS DE VAPOR Y LAS DEMÁS TURBINAS DE VAPOR
SA 840810 – MOTORES DIESEL PARA LA PROPULSIÓN DE BARCOS
SA 841011 – TURBINAS Y RUEDAS HIDRÁULICAS DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 1,000 KW
SA 841012 – TURBINAS Y RUEDAS HIDRÁULICAS DE POTENCIA SUPERIOR A 1,000 KW PERO INFERIOR O IGUAL A 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 SEMI DIESEL – DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 75 KVA
SA 850212 – GRUPOS ELECTRÓGENOS CON MOTOR DIESEL O SEMI DIESEL – DE POTENCIA SUPERIOR A 76 KVA PERO INFERIOR O IGUAL A 375 KVA
SA 850213 – GRUPOS ELECTRÓGENOS CON MOTOR DIESEL O SEMI DIESEL – DE POTENCIA SUPERIOR A 375 KVA
SA 850230 – GRUPOS ELECTRÓGENOS
SA 850231 – GRUPOS ELECTRÓGENOS – ACCIONADOS CON VIENTO
SA 850239 – GRUPOS ELECTRÓGENOS – LOS DEMÁS – ACCIONADOS CON VIENTO
SA 850240 – CONVERTIDORES ROTATIVOS ELÉCTRICOS
SA 850300 – PARTES IDENTIFICABLES COMO DESTINADAS A MOTORES

ELÉCTRICOS, GENERADORES, GRUPOS ELECTRÓGENOS Y CONVERTIDORES ROTATIVOS

SA 850421 – TRANSFORMADORES DE DIELECTRICO LIQUIDO - DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 650 Kva

SA 850422 – TRANSFORMADORES DE DIELECTRICO LIQUIDO – DE POTENCIA SUPERIOR A 650 KVA, PERO INFERIOR O IGUAL A 10,000 kVA

SA 850423 – TRANSFORMADORES DE DIELECTRICO LIQUIDO – DE POTENCIA SUPERIOR A 10,000 Kva

SA 850431 – TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS – DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 1 Kva

SA 850432 – TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS – DE POTENCIA SUPERIOR A 1 KVA PERO INFERIOR A 16 kVA

SA 850433 – LOS DEMÁS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS – DE POTENCIA SUPERIOR A 16 KVA PERO INFERIOR O IGUAL A 500 kVA

SA 850434 – LOS DEMÁS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS – DE 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