

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

**VERSIÓN PRELIMINAR DE TRABAJO:
NOTA DE TRABAJO PARA LA PRIMERA REUNIÓN DEL GRUPO ASESOR
COMISIÓN PARA LA COOPERACIÓN AMBIENTAL DE AMÉRICA DEL NORTE**

16 DE ENERO DE 2001

PRIMERA REUNIÓN DEL GRUPO ASESOR

La primera reunión del Grupo Asesor sobre Retos y Oportunidades Ambientales en el Cambiante Mercado de Electricidad en América del Norte se llevará a cabo el martes 16 de enero de 2001 en Montreal, Quebec, Canadá. Integrado por funcionarios de alto rango de Canadá, México y Estados Unidos y presidido por el Honorable Pil Sharp, el grupo asesora a la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte (CCAAN).

La función del Grupo Asesor es ofrecer orientación, asesoría y recomendaciones a la CCAAN en su iniciativa Retos y Oportunidades Ambientales en el Cambiante Mercado de Electricidad en América del Norte, misma que incluye la publicación de un informe que el Secretariado preparará en los primeros ocho meses de 2001 en términos del artículo 13 del Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte (ACAAN). Se prevé que a finales de 2001 se realice un simposio sobre aspectos específicos de la relación entre la reestructuración eléctrica y el medio ambiente y que el Informe Final del Secretariado sea formalmente presentado al Consejo de la CCAAN, integrado por los gobiernos de Canadá, México y Estados Unidos.

El propósito de la presente *nota* es ofrecer un panorama general de algunos de los principales puntos a cubrir en el informe del Secretariado y subrayar algunos puntos de posible discusión; no se pretende que sea de carácter exhaustivo. Una lista completa de los materiales de referencia formará parte del informe final.

Índice

Primera parte: Aspectos actuales y crecimiento proyectado de la actividad sectorial.....	1
I. Importancia ambiental del sector eléctrico.....	1
II. Tasas actuales de consumo y tasas proyectadas de crecimiento.....	1
<i>Panorama actual de la situación del mercado</i>	<i>2</i>
Segunda parte: La reestructuración del sector eléctrico.....	4
I. Beneficios de la reestructuración.....	5
II. Le experiencia actual: ¿mejoría en la eficiencia o mercados disfuncionales?.....	6
<i>El ejemplo de California y las lecciones para otras regiones.....</i>	<i>6</i>
Tercera parte: Implicaciones ambientales de la reestructuración.....	8
I. Aspectos relacionados con la oferta.....	8
<i>Normas sobre portafolio renovable no uniformes.....</i>	<i>10</i>
II. Aspectos relacionados con la demanda	11
III. Modelado de los efectos ambientales de la reestructuración.....	12
Cuarta parte: Tendencias del comercio internacional y aspectos del acceso a los mercados	14
I. Temas relacionados con cobertura.....	15
Anexo A: Panorama general de trabajos recientes de modelado	17

PRIMERA PARTE:

ASPECTOS ACTUALES Y CRECIMIENTO PROYECTADO DE LA ACTIVIDAD SECTORIAL

I. Importancia ambiental del sector eléctrico

El sector generador de energía eléctrica tiene un impacto importante en el medio ambiente de América del Norte. El sector, por ejemplo, es responsable del 10 por ciento del total de emisiones de NO_x en Canadá, 15 por ciento en México y un tercio en Estados Unidos. La generación de electricidad es también una fuente importante de emisiones de SO₂ —22 por ciento de las emisiones de Canadá, 48 por ciento de las de México y 70 por ciento de las de EU. En cuanto al mercurio, el sector dio cuenta de aproximadamente 4 por ciento del total de emisiones de Canadá y 21 por ciento de las de Estados Unidos. Hay cálculos que señalan que un tercio del total de los gases con efecto invernadero (entre ellos el CO₂) de América del Norte se originan en este sector.

Las varias etapas y segmentos del sector de electricidad —entre ellos la extracción de combustible, el transporte, el proceso y la generación, la transmisión y el uso final— generan diversos impactos ambientales y cada uno representa retos en extremo complejos para quienes definen las políticas ambientales. La presente nota se ocupa principalmente de aspectos relacionados con la contaminación atmosférica —principalmente NO_x y SO_x— pero hay inherente al sector otro amplio espectro de retos ambientales: desde el impacto de la infraestructura de transmisión en el cambio en el uso del suelo hasta la fragmentación de los hábitats (una de las principales causas de la pérdida de biodiversidad) o los impactos ambientales de la generación hidroeléctrica.

El sector es también un importante generador de emisiones tóxicas. En Estados Unidos las compañías generan 500 millones de kilogramos de ese tipo de emisiones, es decir 22.7 por ciento de los 2.2 miles de millones de emisiones totales de las industrias. Entre las principales sustancias químicas emitidas por el sector están el ácido hidrocloreídrico (243 millones de kg), compuestos de bario (82 millones de kg) y ácido sulfúrico (77 millones de kg). La mayor parte de las emisiones de ácido hidrocloreídrico y de ácido sulfúrico se hicieron a la atmósfera, la mayor parte de los compuestos de bario fueron terrestres en sitio.

Hacer frente a los retos ambientales que se derivan de la estructura actual del mercado del sector implica enormes retos para quienes definen las políticas ambientales. Estos retos oscilan alrededor de, entre otros aspectos, los actuales niveles de emisiones, las tasas proyectadas del crecimiento de la demanda y las opciones respecto de tecnologías y combustibles disponibles.

Muchos de estos retos, sin embargo, sólo se están comenzando a entender ahora porque están comenzando a surgir debido a los cambios sin precedente en diseño, mercado y estructura de precios que se pusieron en marcha en los tres países integrantes del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). La pregunta principal por abordar en el informe del artículo 13 de la CCAAN es una que ya ha despertado considerable análisis: ¿la protección ambiental será más fácil, más difícil o continuará igual, con los cambios estructurales en el sector de generación eléctrica en América del Norte?

II. Tasas actuales de consumo y tasas proyectadas de crecimiento

En 1999, los niveles de consumo de energía eléctrica en América del Norte fueron cercanos a los 4,000 Terawatts hora (TWh) (véase en el cuadro 1 la producción y consumo desagregados).

Cuadro 1: Producción y consumo de electricidad en América del Norte, 1999

País	Producción (TWh)	Consumo total (TWh)
Canadá	555.9	525.7
México	184.9	185.4
Estados Unidos	3,182.7	3,212.8

Fuente: Agencia Internacional de Energía, *Monthly Electricity Survey*, agosto de 2000, totales de 1999.

Las tasas proyectadas de crecimiento varían dependiendo de los escenarios de crecimiento económico que se usen. En el cuadro 2 se presentan las estimaciones recientes del Departamento de Energía de EU respecto de los aumentos en las tasas de consumo de electricidad a 2020.

Cuadro 2: Tasas actuales y estimadas de crecimiento en el consumo de electricidad en América del Norte, 2000– 2020

País	TWh					Crecimiento anual 1997–2020	Crecimiento porcentual 2000–2020
	2000	2005	2010	2015	2020		
Canadá	495	524	563	601	632	1.25	27.7
México	159	202	254	310	375	3.94	135.8
Estados Unidos	3,360	3,647	3,909	4,155	4,350	1.24	29.5
Total	4,014	4,373	4,726	5,066	5,357		33.46

Estas proyecciones representan una tasa de crecimiento absoluto de más de 1,300 miles de millones de KWh en 2020, es decir un aumento de más de un tercio respecto de los niveles actuales. Dada la estrecha relación entre la generación de energía eléctrica y las cuestiones ambientales, los aumentos proyectados representan retos importantes para la fijación de las políticas ambientales.

Panorama actual de la situación del mercado

Canadá

- La principal fuente de energía eléctrica en Canadá es la hidroelectricidad (60 por ciento), seguida del carbón (15 por ciento) y la energía nuclear (13 por ciento). El gas natural, el petróleo y otras fuentes aportan el resto. Con la apertura de las redes de transmisión a la competencia, sin embargo, la generación por medio de gas podría tener un aumento importante a corto plazo.
- En 1997, la capacidad existente de generación era de 10,7898 MW, y los cálculos señalan un aumento del doble en la capacidad para 2010.
- La reestructuración ha comenzado de manera parcial en la mitad de las provincias canadienses, entre ellas en Ontario,¹ Quebec,² Alberta,³ Nueva Brunswick y Manitoba. Muchas de las

¹ En octubre de 1998, Ontario aprobó la ley sobre competencia en el sector eléctrico (Energy Competition Act, Bill 35). El calendario original que se fijó en la ley preveía el establecimiento de un mercado de competencia, incluida la plena competencia de tarifas, al inicio de 2000. Esa fecha, sin embargo, se ha pospuesto. La ley prevé el desmantelamiento de Ontario Hydro. De esa manera, en abril de 1999 la empresa cesó sus operaciones y fue sustituida por varias entidades públicas y comerciales, entre ellas Ontario Power Generation, que asumió la propiedad y la responsabilidad de la generación, Ontario Hydro Services, compañía que asumió propiedad de las operaciones de transmisión y la distribución al menudeo, y la entidad Electric Market Operator, encargada del manejo del acceso abierto y justo de la comercialización. Otras entidades creadas con el desmantelamiento de Ontario Hydro incluyen la corporación financiera Ontario Electricity Financial Corporation, responsable del manejo y saldo de la deuda pendiente y Electric Safety Authority, encargada de la inspección.

² Desde mayo de 1997, el sistema de transmisión de Hydro Quebec ha estado abierto a cualquier abastecedor de energía, con lo que varias entidades han sido reconocidas como clientes autorizados en términos de los sistemas de transmisión de Hydro Quebec. En la misma fecha, los nueve sistemas municipales de distribución de energía tuvieron la posibilidad de seleccionar al abastecedor de su preferencia, con lo que se abrió el mercado al mayoreo de electricidad en Quebec. En noviembre de 1997, con el fin de ubicarse en el mercado abierto de electricidad en EU, Energy Services obtuvo de la FERC registro como abastecedor al mayoreo de electricidad, lo que permitió a esta subsidiaria de Hydro Quebec comerciar en el mercado

provincias, sin embargo, están posponiendo etapas de la reestructuración debido a la crisis de generación en California.

México

- El sector eléctrico en México está dominado por dos monopolios estatales integrados verticalmente: la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC). Estas entidades están involucradas en la generación, transmisión y venta de electricidad.
- En 1999, México generó 184.9 TWh de electricidad. Entre 1999 y 2005, se prevé un crecimiento de la demanda en el país de 6 por ciento anual, lo que representa 13,000 MW de nueva capacidad.
- Se requerirá una inversión de 25 mil millones de dólares en nuevas instalaciones para satisfacer la demanda, inversión que se tiene previsto concentrar en generación a base de gas natural. Es posible que, entre 2000 y 2010, muchos de los generadores con base en carbón sean convertidos a gas.
- Las reformas de 1992 a la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* crearon una apertura parcial a la participación en el sector de la inversión privada tanto nacional como extranjera. Los cálculos sobre la contribución del sector privado en el sector eléctrico de México varían ampliamente, entre 5 y 30 por ciento.
- A finales de 1999, se introdujo un cambio más profundo en el sector eléctrico, al solicitarse cambios en los artículos 27 y 28 de la Constitución mexicana. Los cambios propuestos abrirían a la competencia el sector de generación de energía. La transmisión y la distribución continuarían bajo control estatal. Los cambios propuestos también prevén control estatal de las tarifas.
- En 2000, sin embargo, los planes de reestructuración y las propuestas de reforma constitucional fueron puestas en suspenso en respuesta a inquietudes del Congreso de México.

Estados Unidos

- La fuente de energía individual más importante en Estados Unidos es el carbón (52 por ciento), seguida por la energía nuclear (20 por ciento), el gas (15 por ciento) la hidroelectricidad (8 por ciento), petróleo (3 por ciento) y otros (2 por ciento). En algunas regiones, por ejemplo la ECAR (el área de seguridad del centro-este, *East Central Area Reliability*), el carbón abastece 80 por ciento de las necesidades de electricidad.
- La capacidad instalada de EU es de aproximadamente 3,360 TWh. Se prevé que esa cifra alcance los 4,350 TWh en 2020.
- Según los pronósticos, se incrementará el uso del carbón para generar electricidad, hasta alcanzar 333,000 MW en 2020.
- También se prevé que aumente el uso del gas, hasta alcanzar los 126,000 MW en 2010 y los 212,000 MW en 2020.
- La desregulación del sector eléctrico ha estado en marcha desde 1996. Con la publicación de la Orden 888 (que abre a todos los proveedores las líneas de transmisión bajo propiedad de empresas por acciones), de la Comisión Federal de Regulación de la Electricidad (*Federal Energy*

estadounidense y formar parte del Grupo de abastecedoras de Nueva Inglaterra (*New England Power Pool*, NEPOOL) y del sistema de interconexión PJM.

³ En Alberta, la reforma de la ley sobre empresas de electricidad (*Electric Utilities Act*) desreguló la generación de electricidad e introdujo un proceso por etapas de eliminación que comenzó en 1999 para los clientes industriales a gran escala y desregulación completa para todos los clientes en 2001. En ese momento todos los consumidores tendrán la opción de comprar su electricidad directamente del generador o productor del Grupo de Abasto de Electricidad de Alberta (*Power Pool of Alberta*), un grupo de comerciantes de electricidad bajo licencia, o continuar con su abastecedor habitual. Un Consejo de Abasto de Energía actuará como responsable del nuevo grupo de abastecedores de energía de Alberta y otras responsabilidades, entre ellas la de “experto en supervisión” del mercado” que se han previsto para evitar las prácticas anticompetitivas.

Regulatory Commission, FERC) así como la Orden 2000 (que fomenta que las empresas propietarias de transmisión dejen el control de los sistemas de transmisión a entidades regionales, a finales de 2001), alrededor de 60 por ciento de la población estadounidense vive ahora en estados que han establecido algún tipo de disposición sobre competencia abierta. El Departamento de Energía de EU actualiza con regularidad la información sobre los muchos cambios que están ocurriendo en los procesos de reestructuración en cada estado. (http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html).

SEGUNDA PARTE:

LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

A finales del decenio de los noventa, el sector de electricidad de América del Norte presenció el surgimiento de legislación sobre su reestructuración. En cuanto a la profundidad y ritmo de la reestructuración existen importantes diferencias entre los tres países del TLCAN —Canadá, México y Estados Unidos— lo mismo que al interior de sus respectivas jurisdicciones; tantas diferencias que es difícil mantener al día la literatura sobre los cambiantes planes.

Un aspecto importante a examinar en el informe de la CCAAN es la forma en que la actual, y cada vez más incierta, trayectoria de la reestructuración en el sector eléctrico afectará la calidad ambiental y las políticas ambientales en América del Norte. La reestructuración eléctrica ¿crea nuevas oportunidades para la protección ambiental, incluida una mayor cooperación trinacional en políticas ambientales entre Canadá, México y Estados Unidos? O, por el contrario, ¿representa la reestructuración nuevas restricciones a la protección eficaz del medio ambiente? ¿Dejará la reestructuración al sector sin cambios respecto de los actuales retos a la protección ambiental?

Se asume de forma común que la reestructuración abre nuevas oportunidades para la protección ambiental que se generan en la eliminación de la compra forzada de electricidad y en la oferta de opciones para los consumidores de posibles ofertas de electricidad certificada como más respetuosa del ambiente. El potencial de opciones voluntarias de electricidad ecológica, orientada principalmente al consumo residencial, sigue siendo incierto. Se sabe, sin embargo, que es la intervención regulatoria —de manera notable las medidas basadas en el mercado para poner límite a las emisiones, las normas de rendimiento y otras técnicas de comando y control, junto con la introducción más reciente de mínimos obligatorios de normas sobre portafolio de renovables (Renewable Portfolio Standards, RPS)— la que ha permitido que las tasas de generación de electricidad se desacoplen respecto de las tasas de incremento en las emisiones más significativas en América del Norte; algunos indicadores ambientales han bajado (entre ellos el SO₂) o se han mantenido constantes (como los NO_x).

Con los actuales enfoques regulatorios —incluida la fase II de la Ley de Aire Limpio de EU (*Clean Air Act Amendments, CAAA*) y la Convocatoria sobre el Estado de la Aplicación del Plan sobre Óxidos de Nitrógeno (*Nitrogen Oxides State Implementation Plan Call*)³⁴ se espera que las emisiones se reduzcan todavía más. La eventual eliminación de las excepciones regulatorias para empresas de electricidad antiguas —que se permitieron de modo temporal por medio de cláusulas de antigüedad— también se considera que influirá en una reducción adicional en las emisiones de SO₂ y NO_x. Además, dado el enorme progreso en las políticas de manejo de la demanda —en especial en las normas sobre la eficiencia energética de los productos, los códigos más rigurosos de construcción y el correlativo régimen de incentivos para su promoción— es cada vez menos clara la forma en que los encargados de elaborar las políticas ambientales deben abordar la reestructuración.

I. Beneficios de la reestructuración

Han sido grandes las expectativas respecto de los beneficios de la reestructuración y la competencia abierta, desde que la idea se puso a circular en los años noventa. Se anticipó que la competencia tendría varios beneficios económicos, con sus derivaciones, entre ellos: (1) incentivos relacionados con la competencia que aumentarían la eficiencia de la producción; (2) estructuras de precios más eficientes, en el supuesto de que los mercados privados permiten un mejor manejo que el de los monopolios en relación con los riesgos relacionados con los precios; (3) competencia en el mercado que estimularía una mayor innovación, tanto en desarrollo tecnológico como en una mejor adaptación de los productos a las necesidades de los consumidores. El tercer beneficio es de particular importancia en relación con los asuntos ambientales debido a que incluye las preferencias del consumidor por la electricidad respetuosa del ambiente.

Uno de los primeros pronósticos respecto de los beneficios de la reestructuración eléctrica (1996) fue que la desregulación traería una reducción de entre 25 y 30 por ciento en las tarifas, lo que se traduciría en 80 mil millones de ahorro en los costos. Un estudio de 1997 calculó que los ahorros potenciales podrían oscilar entre 112 mil millones y 440 mil millones de dólares de EU a 2011.⁴ Un estudio de modelado de julio de 1998, elaborado por el departamento de energía de EU, estimó que el precio promedio nacional de la electricidad sería 14 por ciento más bajo en 2010 gracias a la competencia. El costo total de abastecimiento de electricidad a todos los consumidores en 2010 se estimó 32 mil millones de dólares menor en competencia abierta que el que sería en un escenario regulado.⁵ Otros análisis han sugerido que, conforme los monopolios sean desmantelados, la competencia generará otros tipos de innovación ahora imprevisibles pero que han encontrado obstáculos debidos a la agenda regulatoria.⁶

Tres cuestiones estrechamente relacionadas competen al análisis de los pronósticos sobre beneficios económicos de la reestructuración. Primero, los beneficios económicos proyectados respecto de eficiencias y ahorro ¿están realmente ocurriendo como se pronosticaron? Segundo, suponiendo que los beneficios económicos ocurren, ¿cuál es la mejor manera de evaluar los beneficios económicos en relación con los costos ambientales? Un informe de 1997 del Centro para la promoción del aire limpio argumenta que, aunque los costos adicionales por emisiones de SO₂ y CO en la reestructuración oscilarán en el rango de los \$16 y los \$140 mil millones de dólares por año, los costos económicos son, como se señaló antes, mucho mayores, lo que dejaría un ahorro neto importante en los costos. Tercero, si los ahorros económicos no ocurren como se proyectaron para la reestructuración, ¿cuáles son las implicaciones para el medio ambiente de una agenda desregulatoria parcialmente alcanzada?

En los pronósticos iniciales los términos reestructuración y desregulación eran usados casi de modo intercambiable. Ahora, luego de algunos años de iniciado el proceso, en especial en la parte occidental de Estados Unidos, es claro que el término desregulación ha tenido un sentido equívoco. Las lecciones en el sector de telecomunicaciones fueron claras al respecto: las intervenciones de regulación aumentaron en lugar de disminuir al tiempo que los monopolios en el sector se desmantelaron. De igual manera, el desintegrar los monopolios en el sector eléctrico y la desincorporación de diferentes segmentos del sector podrían requerir más, y no menos, intervención de las dependencias reguladoras. Se asumió que las intervenciones regulatorias se centrarían

⁴ Centro para la promoción del aire limpio (Center for Clean Air Policy), "Air Quality and Electricity Restructuring: A Framework for Aligning Economic and Environmental Interests under Electricity Restructuring," marzo de 1997, Washington, DC.

⁵ Departamento de energía de EU, "Supporting Analysis for the Comprehensive Electricity Competition Act," mayo de 1999, Washington, DC.

⁶ "Comprehensive Review of NW Energy Systems," comentarios de Steve Kean, ENRON, 1996.

principalmente en el acceso y en las cuestiones de tarifas al consumidor, de manera similar a la del sector de telecomunicaciones. No se suponía que las intervenciones alcanzarían también a la regulación de los precios en el mercado al mayoreo.

II. Le experiencia actual: ¿mejoría en la eficiencia o mercados disfuncionales?

El sector de energía eléctrica continúa sometido a cambios sin precedente en partes de Canadá, México y Estados Unidos, de una situación con mercados cerrados y servicios eléctricos integrados, a una situación en la cual se presentan nuevas formas de competencia. Con los cambios en la competencia, las compañías de electricidad se han vuelto más diversificadas tanto en términos de activos como en operaciones, con nuevos abastecedores entrando al mercado. Desde 1997, se han dado 72 fusiones y adquisiciones y un mayor número de actores ofrece servicios más diversos.⁷

En Estados Unidos, la reestructuración del sector eléctrico ha estado en marcha a partir de que Nueva Hampshire ofreció por primera vez opciones a sus consumidores en 1996. Desde que las Órdenes 888 y 889 de la FERC se emitieron, 24 estados han aprobado legislación al respecto. Una revisión atenta de las siguientes estadísticas permite observar una forma en que se ha traducido la tendencia general a la reestructuración en los cambiantes patrones del mercado. A mediados de 2000 Estados Unidos tenía alrededor de 92 millones de clientes de empresas de servicios públicos de propiedad por acciones (*investor-owned utility* IOU), y menos de 20 millones de ellos tenían acceso a opciones de abasto. A la fecha, menos de un millón de clientes han optado por un abastecedor alternativo. Para finales de 2002 se espera que ese número haya aumentado a 57 millones.

Sin embargo, es California, en donde se inició un proceso de reestructuración por etapas el 1 de abril de 1998, la que continúa en el liderazgo en cuanto a caso ejemplar en materia de reestructuración para muchos otros estados, lo mismo que para Canadá y en menor grado para México.

El ejemplo de California y las lecciones para otras regiones

El periodo de transición para la reestructuración de California se prolonga hasta marzo de 2002. Durante este periodo, las tarifas por tiempo de los clientes de empresas de propiedad por acciones se congelarían a los niveles de junio de 1996. Luego de esa transición las tarifas se programarán para sujetarse a los niveles de mercado. El asunto polémico de los costos de las líneas se abordaría al cargar a los clientes de California un sobreprecio marginal.

En 1998, un funcionario de la Comisión de Energía de California señaló que entre las primeras lecciones de la reestructuración era factible contar el enorme costo de los conflictos legales y contractuales que surgirían. Dos años después, desestabilizado por estos conflictos, el gobernador de California, Gray Davis, describía a la reestructuración como “un enorme error de cálculo” por parte de los encargados de la planificación. Adujo que diversos factores —por ejemplo un agudo incremento en la demanda, el clima frío y seco, un gran aumento en los precios del gas natural, cargos por especulación con el precio del combustible, así como pánico entre los inversionistas ligado a cambios regulatorios que impidieron nuevas fuentes de abasto— parecían no haber sido apreciados o previstos cuando la desregulación se puso en marcha. En la actualidad, California está en medio de una crisis de energía que se caracteriza por escasez en el abasto, apagones, volatilidad en los precios, descontento del consumidor, insolvencia financiera y abierta hostilidad entre las dependencias regulatorias.

⁷ Los participantes en el sector eléctrico de EU son: 12 empresas federales, 26 abastecedores estatales, 70 distritos públicos de electricidad, 221 empresas de electricidad de propiedad por acciones, 700 comercializadores de electricidad (incluidos los generadores que venden directo), 880 cooperativas, 1,886 sistemas municipales (de propiedad gubernamental), y 4,222 generadores independientes. Fuente: EEI, 2000.

La cuestión que está ahora por discernirse es si la desregulación en sí fue la que llevó a la crisis de energía de California o fue la ruta particular que el estado eligió para la misma. La atención se ha fijado en gran medida en la intervención y el retiro de la misma en materia de control de precios en el mercado al mayoreo. A mediados de diciembre de 2000, la empresa Pacific Gas & Electric (PG&E) señaló que “el mercado de electricidad al mayoreo en California está desmembrado”.

Lo que ha surgido en la actualidad es una abierta batalla entre las dependencias reguladoras federales y estatales. En tanto, las dos principales empresas californianas —PG&E y Southern California Edison— han reportado pérdidas por 9 mil millones de dólares de EU. En enero de 2001, en su Evaluación Interina que autorizó una tasa de sobrecarga de entre 7 y 15 por ciento durante 90 días, la Comisión de Empresas de Energía de California señaló que las decisiones de diciembre de 2000 de la Comisión Federal Reguladora de Energía, en relación con intervenciones en los topes de precios en el mercado al mayoreo, desafiaban “el sentido común, la lógica y la ley” y que dichas medidas “amplían la crisis y la convierten en una que involucra no sólo la solvencia de las empresas, sino incluso la liquidez misma del sistema” (*Public Utilities Commission*, diciembre, 01-01-018, sin énfasis en el original).

La cuestión central sigue siendo saber si la situación en California representa un problema relacionado con la específica secuencia y la calendarización de los cambios regulatorios o es la evidencia de problemas genéricos fundamentales. Un análisis sugiere esto último, al indicar que “el impacto más importante de la teoría del *bing-bang* puede observarse en la incapacidad del mercado para adaptarse a cambios instantáneos y ajustarse según las condiciones lo permiten.”

El resultado de los acontecimientos que están en proceso en California es importante para varias de las consideraciones ambientales que se abordan en este informe. Primero, y de manera prioritaria, la situación inyecta nueva incertidumbre en lo que en algún momento se vio como la inexorable marcha hacia la reestructuración y privatización en Estados Unidos y Canadá. El efecto de la situación de California en la legislación que está pendiente en otras jurisdicciones puede opacar o estimular la posibilidad de otros escenarios en el sector eléctrico, distintos de la reestructuración plena. En esencia, los acontecimientos en California amplían el rango de posibles escenarios lo que, a su vez, multiplica los diversos asuntos ambientales en consideración. Por ejemplo, un cada vez mayor número de activistas ambientales se ha concentrado de manera creciente en estrategias de mercado para aumentar el porcentaje de los mercados de electricidad renovable, de los esquemas de etiquetado y certificación a los subsidios para disminuir los costos de entrada al mercado abierto. Si el ritmo o las perspectivas de una liberación continua del mercado se alteran, los activistas podrían cubrirse optando por concentrarse más en mecanismos regulatorios, entre ellos las normas de rendimiento, los topes a las emisiones y la estructuración de portafolios de renovables (característica también de muchos de los así llamados regímenes de desregulación).

Aun así, otros observadores ven una oportunidad emergente en la situación de California, al considerar que algunos de los problemas de abasto que enfrenta el estado podrían remediarse si se incrementa la porción de energía renovable. Dicho paso podría, señalan, ayudar a estabilizar la confiabilidad general de la generación y a reducir la volatilidad de los precios. Otros ven un mercado creciente para la generación que no requiere distribución (al margen de la red de transmisión) a partir de generadores de fuentes relativamente limpias, entre ellas la de combustible de celdas y las instalaciones de cogeneración con gas.

Debido a que la crisis de California está lejos de su fin, su resolución y sus lecciones para otras jurisdicciones son todavía poco claras. Sin duda, la situación en ese estado tendrá efectos que se derramarán hacia otras jurisdicciones que enfrentan retos similares. En Canadá, por ejemplo, desde el

anuncio de la desregulación, Alberta ha debido enfrentar problemas similares a los de California: los precios al mayoreo se han triplicado, pocas nuevas instalaciones de generación están en proceso y los precios del gas natural siguen siendo altos. En respuesta, el gobierno de Alberta ha introducido, al igual que en California, una tasa máxima, aunque ésta se aplicó sólo a los distribuidores en pequeño, con uso de fondos públicos para cerrar la brecha de precio entre las ventas al mayoreo y las tarifas al consumidor. Entre los obvios efectos económicos de crear una estructura de dos medidas es que las empresas que no cuentan con subsidios son puestas en una desventaja competitiva relativa. Por lo que toca a Ontario, existe la amplia expectativa de un aumento en las tarifas, luego de cinco años de congelamiento. Sin embargo, dada la capacidad de abasto y la mezcla de combustibles diversa con que la provincia cuenta, no se prevé que la crisis de precios de Alberta y California se extienda a Ontario. Aunque esta provincia ha anunciado que se moverá hacia un mercado de competencia plena, el calendario de noviembre de 2000 se ha pospuesto de modo en cierta medida indefinido.

TERCERA PARTE:

IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LA REESTRUCTURACIÓN

Dada la complejidad de los asuntos relacionados con el sector de energía eléctrica y la tasa con la que éste cambia en América del Norte, no existe una forma única de emprender la evaluación de la forma en que la reestructuración afectará al medio ambiente. Lo que sigue es un intento de ordenar estos complejos asuntos en tres categorías muy amplias. Es claro, sin embargo, que existen importantes relaciones entre estas categorías, para comenzar con la cuestión más obvia sobre si la innovación tecnológica para que se cumpla con las normas sobre portafolios renovables responde al impulso de la demanda de los consumidores, las oportunidades en la oferta o a una extensión de las regulaciones ambientales. Además, los cambios en los indicadores de la calidad ambiental —expresados en las emisiones de NO_x, SO_x y mercurio (Hg) por parte de las generadoras de electricidad— juegan obviamente un papel importante de retroalimentación en funciones de oferta y demanda cambiantes.

Quienquiera que aborde estos asuntos en extremo complejos también debe tomar en cuenta lo que se ha dado en llamar la “carta comodín” respecto del destino de las iniciativas sobre energía renovable y con base en precio relacionadas con los mecanismos de Kioto. La sabiduría convencional nos sugeriría que los compromisos para reducir el total de emisiones de gases con efecto invernadero, en términos del Protocolo de Kioto, mejoran la viabilidad de las fuentes renovables. Aunque la actual agenda ambiental se ha concentrado en la reducción de los SO_x, NO_x y otras emisiones, la reubicación hacia un más bajo CO₂ podría inclinar la balanza económica radicalmente a favor de las fuentes renovables de energía.

En vista del fracaso de la reunión de la Conferencia de las Partes (COP) VI, que se efectuó en La Haya a finales de 2000, para salir adelante con los componentes de los compromisos de 1997 de Kioto, la agenda climática continúa en suspenso. Incluso así, la realidad de un mundo con restricciones respecto del carbón ha sido reconocida tanto por las compañías como por los países del mundo y las actividades en este terreno van a afectar de modo inevitable la inversión y los asuntos relacionados con los precios en el sector eléctrico.

I. Aspectos relacionados con la oferta

Uno de los asuntos destacados del proceso de reestructuración del sector eléctrico es el impacto que los profundos cambios en los sistemas de regulación tendrán en las nuevas inversiones que se canalizan al sector. Cuando se introdujeron, los planes de reestructuración generaron amplia preocupación por el profundo efecto negativo en las inversiones de capital hacia el sector. Hace cinco

años el Departamento de Energía de EU pronosticó una serie de quiebras entre algunas de las grandes empresas de electricidad y una pérdida de ingresos de tanto como 30 por ciento. Además, se esperaba una disminución de los flujos de capital hacia el sector, por dos razones: costos disparados e incertidumbre regulatoria.

Cómo manejar la cuestión de los costos de las líneas sigue siendo materia de intenso trabajo, entre otros aspectos el de las implicaciones ambientales de subsidiar rescates de estos costos por medio de añadidos a las tarifas del consumidor. Al igual que en cualquier intervención de subsidios, estos mecanismos provocan distorsiones en los precios de mercado. En 1995 los costos de las líneas de la industria de EU se estimaron en 135 mil millones. En 2000 esa cifra bajó a 10 mil millones por medio de diversas medidas, entre otras la venta por parte de las empresas de 26 mil millones en bonos que serían pagados por medio de cargos adicionales en las tarifas. Así, aunque el problema de los costos de las líneas ha representado el mayor obstáculo para atraer capital de inversión fresco, el problema es ahora menor.

Sin embargo, el segundo problema, la incertidumbre regulatoria, ahí sigue y es incluso posible que aumente luego de la crisis de energía de California que ha llevado a que varias jurisdicciones pospongan sus propios procesos. Esta incertidumbre se ha mencionado como una causa de reticencia por parte de los inversionistas, lo que finalmente puede opacar el asunto extremadamente espinoso de los costos de las líneas. Un ejemplo de la reacción de un inversionista a las incertidumbres regulatorias ocurrió luego de que se dio a conocer el libro azul de propuestas en abril de 1994: el mercado de capital bajó alrededor de 30 por ciento en California. El sector industrial se queja de que, ante la ausencia de reglas claras que gobiernen la operación de los mercados no regulados, es poco probable que el capital se mueva hacia el sector.

En contraste, Ontario anunció en 2000 que casi 3 mil millones de dólares canadienses se invertirían en nuevos proyectos de generación de electricidad, lo que indicó un alto nivel de confianza de los inversionistas del mercado. Al mismo tiempo, ninguna otra provincia canadiense tiene niveles siquiera comparables en nuevos proyectos. E incluso en Ontario, en donde la estabilidad de precios en los combustibles y la capacidad de generación permite con facilidad cumplir con los aumentos proyectados en la demanda, algunos analistas habían previsto un aumento en las tarifas de alrededor de 20 por ciento entre 2001 y 2003 a menos que se establecieran reglas claras que permitieran reafirmar si los anuncios sobre nuevas inversiones se convertirían en nuevos recursos tangibles.

Dadas las proyecciones de aumentos en la demanda en los tres países del TLCAN, los flujos de inversión son cruciales para el sector. Al mismo tiempo, sigue siendo de una importancia crítica saber si el nuevo capital se invertirá en generadores modernos, que casi por definición generan menos emisiones, o si la incertidumbre en las inversiones (junto con la certeza absoluta en los aumentos de la demanda) resultará en que se difieran las inversiones de capital, extendiendo por tanto la vida útil de los generadores más viejos y más sucios.

Las implicaciones ambientales de prolongar la vida de los viejos generadores se han analizado ampliamente. Es claro que los impactos ambientales variarán principalmente en función de la situación regulatoria en la jurisdicción que estos generadores operen.⁸ Por ejemplo, un análisis hecho por la asociación de entidades regulatorias de las empresas de electricidad de Estados Unidos (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) estima que si las antiguas empresas

⁸ Existe la posibilidad de que surjan “refugios de contaminación” o “aureolas de contaminación” ahí donde se concentren racimos de instalaciones de generación ya sea relativamente más sucias o limpias, en jurisdicciones con fuentes abundantes de energía y un contexto más relajado de regulación. Actualmente las limitaciones estructurales en la red de distribución de América del Norte, con múltiples cuellos de botella y otras deficiencias de infraestructura, limitan el alcance de esas teorías. Estas consideraciones, sin embargo, pueden ganar en importancia en el futuro, conforme la red de distribución se expanda.

generadoras se sujetaran a las normas modernas sobre emisiones contaminantes y si se revocaran las cláusulas de excepción subóptimas sobre emisiones, el costo adicional de cumplimiento de las emisiones sería de alrededor de 9.2 miles de millones de dólares de EU, lo que se traduciría en un aumento en las tarifas al detalle de alrededor de 4 por ciento. Los beneficios ambientales de tener compatibilidad en las normas ambientales entre viejas y nuevas plantas se consideran “enormes”, entre otros debido a una reducción estimada de 75 por ciento en la emisión de SO₂ y NO_x (esto es 7.3 millones de toneladas de SO₂ 3.3 de NO_x).⁹

Más allá de las inversiones en capacidad de generación moderna clásica, está el destino de las nuevas inversiones de capital en fuentes renovables de energía. Dada la turbulencia reciente en el mercado, el destino de este tipo de inversiones podría estar en duda. Algunos estados de EU han aprobado normas sobre Portafolio Renovable, con porcentajes crecientes de requerimientos. El cumplimiento de estas normas requerirá de nuevas inversiones de capital en tecnologías renovables, como la energía eólica, la solar y la de biomasa.

Dado que los costos de capital de la mayoría de los generadores de electricidad renovable son más altos que aquellos de los no renovables y dado que el capital es escaso, se puede argumentar que es poco probable que el flujo de capital vaya hacia la energía renovable. Un contra argumento podría ser, sin embargo, que debido a que la mayor parte de la volatilidad de los precios procede de los aumentos en los combustibles (fuera por lo tanto de las consideraciones de regulación), los prospectos para la energía renovable son buenos, ya que tienen pocos o ningún costo de combustible.

A diciembre de 2000, se habían instalado en Estados Unidos 163 MW de nueva capacidad en energía renovable, para satisfacer demanda de electricidad ambiental; otros 290 MW estaban en construcción o se habían anunciado. Las energías eólica y solar son las fuentes más comunes de energía renovable, con la primera a la cabeza representando a una amplia proporción de la capacidad total. Se han anunciado planes ambiciosos para incrementar la actual capacidad de energía eólica y diferentes jurisdicciones han anunciado su apoyo a requerimientos obligatorios de RPS en diferentes formas. Por ejemplo, a mediados de 2000 el departamento de energía de EU anunció un plan que implica que 5 por ciento de la oferta total de energía de EU sea de origen eólico. Una parte importante de ese plan es que 5 por ciento de las necesidades de energía del gobierno federal se abastecerían con ese tipo de energía en 2010.

Normas sobre portafolio renovable no uniformes

Según las normas sobre portafolio renovable, los abastecedores de energía al menudeo deben ofrecer un porcentaje de sus kilovatios/hora totales a partir de fuentes renovables. Vale la pena subrayar tres puntos. El primero es que estos portafolios no constituyen un mecanismo directo asociado a metas de protección ambiental —ello quiere decir que, contrariamente a los topes de emisiones u otras metas cuantitativas de rendimiento ambiental, los portafolios podrían redundar en formas relativamente más limpias de generación comparadas con las fuentes de generación no renovables. La magnitud de los beneficios ambientales depende de los tipos de energía renovable que sean elegibles dentro de los programas, lo mismo que del porcentaje de requisitos en los portafolios. En general, los portafolios pueden ser vistos como medios de promoción para generadores pioneros de electricidad renovable. Ello hace pensar, por tanto, en una meta de política ambiental a largo plazo, más que en una meta directa sobre calidad ambiental.

Segundo, no existe una definición aceptada de lo que constituye una fuente “renovable” de energía (véase el cuadro 3). Según un borrador de directrices elaborado por la Asociación Nacional de

⁹ National Association of Regulatory Utility Commissioners, “Grandfathering and Environmental Comparability,” junio de 1998.

Procuradores de EU, el uso de energía eléctrica ecológica debe cumplir con ciertos criterios, entre ellos probar que:

[en] cuanto a la generación efectiva y la transmisión de electricidad, lo mismo que en cuanto a los combustibles gastados, el producto los servicios o la compañía depende principalmente (al menos en ___%) de fuentes de combustible que se regeneren (sustentables), no realiza emisiones dañinas al ambiente y no representa otro riesgo importante relacionado al ecosistema o al uso del suelo.

Cuadro 3: Fuentes de combustible elegibles en términos de legislación estatal aprobada o propuesta sobre reestructuración

	Solar	Eólica	Hidro	Celdas	Geotérmica	Mareas	Biomasa	Gas de rellenos	Gas de drenaje	Desechos municipales sólidos	Desecho de neumáticos	Cogeneración	Otros criterios
Arizona	X	X	<5 MW		X		interno	X	X				
Arkansas	X	X					X	X		X			
California	X	X	<30 MW		X	X	X	X	X	X ⁵	X		
Connecticut	X	X	X ²	X			X ⁶	X	X	X			
D.C.	X	X	X		X	X	X		X				
Delaware	X	X	X		X		X	X					
Illinois	X	X	X ³				X ⁷						
Iowa	X	X	<100 MW		X		X			X			
Kansas	X	X	X				X	X					
Maine	X	X	X	X	X	X	X			X		X	De <100 MW
Maryland	X	X	X		X	X	X	X		X			
Massachusetts	X	X	De río	X		X	Baja emisión	X		X			
Michigan	X	X	X		X		X	X		X			
Missouri	X	X					X	X ⁹					Bajo impacto + Sustentable
Nevada	X ¹	X			X		En el estado						
Nueva Jersey	X	X	<30 MW	X	X	X	X ⁶	X					
Nuevo México	X	X	X	X ⁵	X			X	X				Baja o nula emisión
Oklahoma	X	X	X		X		X ⁶	X ⁸		X			
Pensilvania	X	X	De cabeza baja		X		X ⁶	X ⁸		X			
Rhode Island	X	X	<100 MW ³	X			X ⁶						

Retos y Oportunidades Ambientales en el Cambiante Mercado de Electricidad en América del Norte

Carolina del sur	X	X	De cabeza baja		X		X ⁶	X ⁸		X			
Texas	X	X	X		X	X	X	X					
Vermont	X	X	<80 MW ⁴				X ⁷	X					De <80 MW

Fuente: Base de datos de la CCAAN.

- | | |
|--|--|
| 1 Excepto para solar térmica. | 6 Sustentable. |
| 2 Bajo licencia de CWA o CEAA. | 7 Agricultura, granos, desechos de silvicultura. |
| 3 Sin construcciones o proyectos de expansión. | 8 Además, de base minera. |
| 4 Bajo licencia y con certificado de calidad del agua. | 9 Además de lacustre. |
| 5 Combustible no fósil. | |

En tercer lugar, los requisitos de los portafolios varían de una región a otra. Por ejemplo, los de Maine estipulan que no menos de 30 por ciento de sus fuentes de abasto de portafolio para abasto de electricidad deben ser de fuentes renovables (en 2000), mientras que, en Arizona, aproximadamente 1.1 por ciento del portafolio de energía estatal debe proceder de fuentes renovables (para 2007).

La CCAAN está desarrollando en Internet una base de datos con opciones de búsqueda que recopila la información sobre las definiciones de los portafolios de energía procedentes de la legislación sobre reestructuración (<http://www.cec.org/databases/certifications>). La base de datos ofrece también datos sobre los esquemas de certificación independientes de electricidad respetuosa del ambiente, lo mismo que sobre normas de mercadotecnia ambiental. Dada la cantidad y la diversidad de la información sobre las normas de los portafolios y las definiciones sobre energía renovable, la base de datos busca servir como punto de acceso único, en el cual sea posible comparar las fuentes de energía elegibles, los porcentajes de los portafolios y los criterios de los esquemas de certificación.

II. Aspectos relacionados con la demanda

A julio de 2000, tenían oferta de energía eléctrica ecológica: California, Pensilvania, Massachusetts, Nueva Jersey, Maine y Connecticut. Alrededor de 88 MW de capacidad renovable se han construido de modo expreso para abastecer los mercados ecológicos de competencia, tanto al mayoreo como al menudeo. De este total, según el estudio de diciembre de 2000 del Laboratorio Nacional sobre Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL), alrededor de 54 MW abastecen a California, Pensilvania, Nueva Inglaterra y Nueva York, y el resto la empresa Bonneville Power Administration lo comercializa en el noroeste. Existen planes de ampliar la oferta con 82 MW adicionales de capacidad renovable para abastecer el crecimiento de la demanda en EU.

Al analizar estas cifras en el contexto de los mercados de competencia es evidente la necesidad de clasificar la diferencia entre las ofertas de electricidad ecológica impulsadas por la demanda y aquellas promovidas por la oferta. Si se asume que el movimiento hacia la energía ecológica por el lado del consumidor es impulsado por la demanda, entonces la cuestión es si la actual volatilidad general en las tarifas tendrá algún efecto en la elección de la electricidad respetuosa del ambiente por parte de los consumidores.

Un supuesto que guía la opción de oferta verde es que, de existir esta opción, un porcentaje mensurable de los consumidores compraría esta opción ecológica. Diversos estudios de mercado miden el interés del consumidor y su disponibilidad a pagar. Una de las revisiones más útiles de los estudios de mercado es la que periódicamente actualiza el NREL, entre ellas la quinta edición de estos estudios (2000). Las tendencias generales de pasados sondeos sugieren un alto interés sostenido por las opciones ecológicas entre los consumidores residenciales. Los sondeos muestran también un interés menor por parte de los clientes empresariales.

Los hallazgos de los sondeos se refuerzan con los de estudios piloto sobre electricidad verde. Por ejemplo, uno de esos estudios en cuatro municipalidades de Massachusetts mostró que 31 por ciento de los consumidores residenciales participantes eligieron la opción ecológica, mientras que esa fue la opción de sólo 3 por ciento de los clientes empresariales.

Los esquemas de certificación ambiental, sin embargo, están promoviendo entre los consumidores empresariales las oportunidades institucionales disponibles de abasto. Algunos de los más grandes compradores institucionales satisfacen ya una parte de sus necesidades de electricidad con energía respetuosa del ambiente: MCI, Toyota, la administración del aeropuerto de Los Ángeles, Time Warner, el servicio postal de EU y la ciudad de Chicago. Quien estudie los patrones de respuesta de los sondeos deberá también tomar en cuenta las actividades de los grandes compradores. Por ejemplo,

en el quinto sondeo de opinión llevado a cabo en 2000 por la Coalición de Energía Sustentable (Sustainable Energy Coalition), 62 por ciento de los participantes solicitaron que el departamento de energía de EU pusiera alta prioridad en el financiamiento de la energía renovable. Los sondeos llevados a cabo en 1999 y 2000 en Carolina del Norte mostraron que 51 por ciento de los encuestados tenían interés por comprar electricidad más limpia y 11 por ciento de los mismos dijeron estar dispuestos a pagar 20 dólares más al mes por esa opción.

Estos dos ejemplos muestran que, cuando se dispone de la opción, los consumidores no sólo elegirán la electricidad más limpia sino que están incluso dispuestos a pagar más por esa opción. La serie de información actualizada de los sondeos de opinión preparada por el NREL (1999) muestra de manera consistente una fuerte preferencia por la energía verde entre los consumidores residenciales. A continuación, puntos destacados del informe del NREL:

- Entre 50 y 95 por ciento de los consumidores residenciales dijeron estar dispuestos a pagar un ligero sobrepago por fuentes renovables de energía.
- La relación entre disponibilidad a pagar e incrementos en los precios sugiere el siguiente patrón: 70 por ciento de los clientes están dispuestos a pagar al menos 5 dólares al mes por fuentes renovables; 38 por ciento están dispuestos a pagar 10 dólares por mes, y 21 por ciento están dispuestos a pagar 15 dólares adicionales por mes por esa opción. El estudio señala que es posible que cualquier sondeo “muestre un patrón similar de resultados”.
- Es esencial el hecho de que existan datos que señalan una mayor disponibilidad de los consumidores a pagar más por la electricidad de fuentes renovables en un contexto de mercados competitivos en reestructuración. El estudio del NREL concluyó que las respuestas de los consumidores podrían ser mayores cuando la opción es entre tarifas decrecientes, uno de los resultados esperados de la reestructuración, y la opción de pagar un sobrepago de las tarifas existentes por electricidad respetuosa del ambiente.

Una de las duras lecciones de los sondeos de opinión sobre disponibilidad a pagar es la amplia brecha entre lo que la gente dice estar dispuesta a hacer y lo que realmente hace en el mercado. Barbara Farhar (1996) sugiere una regla elemental: una tasa de 10 por ciento de respuestas positivas en cuanto a disponibilidad de pago se traduce en un uno por ciento de clientes que en realidad cambian a una fuente más ambiental de energía.¹⁰

Dada la brecha entre las respuestas de los consumidores sobre disponibilidad de pagar y sus decisiones reales de mercado, es difícil saber si la volatilidad de precios asociada con la reestructuración hace que la promoción mercadotécnica de la electricidad verde se hace más difícil. Puesto de otra manera: en el contexto de los aumentos en las tarifas de enero de 2001, anunciados por la Comisión de Electricidad de California por entre 7 y 15 por ciento, con previsiones de más aumentos luego del periodo trimestral inicial, un supuesto razonable es que la perspectiva de que los consumidores paguen un sobrepago adicional por encima de estos aumentos crea nuevos problemas para la electricidad ecológica.

III. Modelado de los efectos ambientales de la reestructuración

Es creciente el número de estudios que están tratando de estimar los efectos ambientales de la reestructuración por medio de herramientas de modelado y pronóstico (véase el anexo A). Los intentos de modelado tienen algunos elementos en común; para empezar, el análisis de que la reestructuración del sector eléctrico implica poco o ningún cambio importante para el medio

¹⁰ Esta brecha es muy similar en el etiquetado de productos ecológicos en general. Martin Wright señala que “existe un golfo de proporciones oceánicas entre lo que la gente le dice a los encuestadores que hará (pagar un sobrepago por bienes ecológicos) y lo que hace en la práctica (encogerse de hombros y comprar el producto más barato)”.

ambiente. En una situación ideal, la reestructuración implicaría modificaciones positivas para el medio ambiente a un costo reducido. Los mayores beneficios para el medio ambiente se originarían en las mejoras en eficiencia en distribución y otros factores, junto con la oferta a los consumidores de la opción de comprar electricidad respetuosa del ambiente.

Uno de los primeros estudios sobre los efectos ambientales de la reestructuración fue el del Reporte sobre los Impactos Ambientales (*Environmental Impact Statement, EIS*) dado a conocer por la Comisión Federal Reguladora de Energía en abril de 1996. Mediante el uso de diferentes escenarios, el EIS concluyó que habría pocos o ningún impacto ambiental negativo. Como punto de referencia para subsecuentes análisis, los hallazgos de este estudio han sido reconfirmados en su mayor parte. Sin embargo, el EIS ha sido objeto de críticas por sus supuestos implícitos. Por ejemplo, debido a que el EIS asumió que tan sólo los precios en la transmisión cambiarían con la reestructuración, no así la capacidad de la misma, los efectos ambientales podrían haberse subestimado.

Por diversas razones, es difícil modelar los efectos ambientales en el sector eléctrico. Primero, porque quienes elaboran los modelos deben examinar los cambios económicos que surgen de la desregulación e inferir a partir de ellos los cambios en los precios relativos, mismos que podrían estar impulsados por cambios regulatorios o por cambios secundarios en las normas sobre desempeño ambiental. Los supuestos sobre los potenciales efectos en los precios y las respuestas del mercado son difíciles debido al número, la diversidad y lo turbulento de los acontecimientos que caracterizan al sector. Entre ellos se cuentan la proyección sobre aumentos en la demanda, la volatilidad de los precios y la tasa y el costo de la innovación tecnológica, los efectos de la regulación ambiental (de manera destacada los efectos de la fase II de las reformas a la ley de aire limpio de EU, la convocatoria sobre NO_x, las normas que actualmente se aplican a las plantas y los requerimientos de la Comisión sobre Transporte de Ozono aplicables a EU y sus contrapartes canadiense y mexicana), los cambios en la infraestructura de transmisión, entre otros el precio de los servicios de transmisión; el papel de los servicios secundarios en un mercado sin regulación y su impacto en los precios. Más aún, es necesario que los modelos incorporen los cambios potenciales en las intervenciones regulatorias no ambientales, entre otras los cambios en las políticas de competencia y las cuestiones sobre legislación fiscal.

Dado el número de variables que es necesario considerar, son obvias las limitaciones del trabajo de modelado. Incluso así, los modelos son herramientas muy útiles. Ayudan a organizar información muy compleja con una lógica interna, y permiten disponer de una idea sobre la magnitud de la trayectoria del cambio ambiental con diferentes supuestos.

Por ello, el informe de la CCAAN hará uso de los resultados de diferentes modelos, con el fin de ayudar a comprender los posibles efectos ambientales de la reestructuración. En el anexo A se presenta un panorama general de algunos de los principales hallazgos de los modelos existentes. Es importante señalar que los diferentes modelos alcanzan resultados muy diferentes. Algunos encuentran que hay pocos o ningún costo ambiental en la reestructuración, pero encuentran algunas ganancias ambientales vía eficiencia (el modelo POEMS, de 1998 es un ejemplo). Otros sugieren un incremento marginal en algunas emisiones, en especial NO_x (NESCAUM 1998). Dos puntos comunes, sin embargo, surgen de los hallazgos de los modelos:

1. Si se mantienen fijos los toques cuantitativos de emisiones, la desregulación no debería afectar el conjunto de la calidad ambiental, al menos en aquellas emisiones sujetas a tope. Para los indicadores ambientales no sujetos a toques, como los CO₂, los impactos ambientales son difíciles de estimar.
2. Algunos ejercicios de modelado expresan preocupación respecto de potenciales aumentos en las emisiones de NO_x que pueden resultar de la reestructuración.

En la búsqueda de publicaciones sobre trabajo reciente de modelado, incluido el ejercicio que en 2000 apoyó la CCAAN, es de utilidad sacar lecciones del trabajo reciente que evalúa de manera más general los efectos ambientales de la liberalización comercial. Entre los beneficios de incluir las lecciones en esta área está que se ponen sobre la mesa puntos de vista sobre los efectos ambientales secundarios o inducidos por los precios en los mercados en liberalización, es decir sobre ¿cómo se procede al evaluar el cambio ambiental durante un periodo de transición impulsado por cambios regulatorios y de políticas? Un marco de trabajo útil, desarrollado en la arena ambiental para sopesar los cambios dinámicos, incluye las siguientes categorías:

- *Efectos de escala*: efectos ambientales resultado de incrementos absolutos en la actividad económica (esto es, el total de la generación de energía eléctrica).
- *Efectos tecnológicos*: la forma en que los avances en la tecnología de generación permiten desacoplar las tasas de crecimiento en la generación respecto de las tasas de cambio ambiental.
- *Efectos regulatorios*: el papel que la regulación, ambiental y de otro tipo —incluidas las políticas sobre competencia y las leyes fiscales— juegan en el desempeño ambiental sectorial y en los resultados ambientales.
- *Efectos producto*: el papel que las iniciativas con base en la demanda, incluidas las normas sobre la eficiencia base del producto y una mayor demanda de esquemas independientes de certificación tienen respecto de la calidad ambiental.
- *Efectos de composición*: una consideración más lejana relacionada con cambios en el producto interno bruto (PIB) y la forma en que el aumento en el ingreso altera la composición de la oferta económica total (por ejemplo de mayor concentración en las manufacturas a mayor intensidad en los servicios, como función del PIB por habitante).

CUARTA PARTE:

TENDENCIAS DEL COMERCIO INTERNACIONAL Y ASPECTOS DEL ACCESO A LOS MERCADOS

Los pronósticos señalan que el comercio de electricidad interfronteras crecerá en América del Norte en los próximos dos decenios. Ya existen estrechos lazos entre Estados Unidos y Canadá, con más de cien interconexiones eléctricas ya en funciones. De ellas, alrededor de 36 son de intercambios a granel por una capacidad de 18 mil 900 MW totales. Las exportaciones canadienses a Estados Unidos suman alrededor de 45 MW anuales y las importaciones de Canadá procedentes de EU varían en el rango de entre 7 y 10 mil MW. La mayor parte de los enlaces son entre Estados Unidos y la red de Ontario. En términos de organización, los sistemas eléctricos canadiense y estadounidense están integrados por medio de las diez regiones del Consejo de Seguridad Eléctrica de América del Norte (North American Electricity Reliability Council).

En contraste, las interconexiones entre las redes de México y EU son limitadas. El principal exportador en México es la CFE, que vende electricidad a California al norte y a Belice al sur. La capacidad actual de las interconexiones es de alrededor de 900 MW de intercambio. La sincronización de las redes es difícil porque la parte central de la red de México no está conectada con el noroeste de México ni con EU. El intercambio entre Estados Unidos y México se concentra en el área California-Baja California y en Texas (El Paso Electric Co.). El informe de la CCAAN sobre electricidad publicado en 1999 explica en detalle las interconexiones de la red y expone los retos respecto de la sincronización entre los tres socios del TLCAN.

Es amplia la expectativa de que, conforme los tres países de América del Norte estrechen sus lazos, ya sea por medio del TLCAN o con otros vínculos económicos o de transporte, crecerá también el comercio de electricidad y será mayor la perspectiva de una interdependencia subcontinental en electricidad. Algunas proyecciones (Hill 2000) sugieren que las exportaciones de electricidad de

Ontario a Estados Unidos podrían aumentar tanto como 8 TWh en 2002. Otras proyecciones indican que el sistema eléctrico de México se conectará al sistema eléctrico de Texas.

Al igual que en cualquier otro sector, el crecimiento del comercio internacional despierta consideraciones respecto de acceso a los mercados y cobertura reglamentaria. Dada la importancia capital de diversas medidas de política ambiental que no sólo afectan la generación de electricidad sino que también podrían afectar o condicionar el acceso a diferentes redes del sector eléctrico, la sección final del informe de la CCAAN examinará una serie de asuntos relacionados con el comercio y el medio ambiente.

El artículo 10(6) del ACCAAN incluye medidas para prevenir controversias comerciales relacionadas con el medio ambiente. Es importante señalar de entrada que no se han presentado cuestiones comerciales formales entre los socios del TLCAN en relación con el comercio interfronterizo de electricidad. Aun así, algunos asuntos son dignos de consideración, entre ellos: (1) el papel importante que las normas ambientales y de eficiencia energética tienen en notificaciones relacionadas con barreras técnicas al comercio (BTC); (2) los efectos de normas RPS no uniformes entre jurisdicciones, sobre si dichas diferencias puedan ser usadas para condicionar el acceso al mercado y, en su caso si dicho condicionamiento implica cuestiones de reglas comerciales, y (3) si la experiencia en materia de política comercial y ambiental internacional relacionada con una armonización al alza de las normas tiene un papel sectorial en los enfoques de América del Norte sobre protección ambiental.

I. Temas relacionados con cobertura

Está aún por definirse con precisión hasta qué grado afectarán al sector eléctrico el Acuerdo General Sobre Aranceles y Comercio (GATT), la Organización Mundial de Comercio (OMT) y el Acuerdo General sobre Comercio y Servicios (GATS). La cuestión medular es saber si la generación de electricidad constituye un servicio o un proceso manufacturero. La electricidad es intangible, característica que ha sido tradicionalmente utilizada para clasificar una actividad como servicio. Además, la electricidad no puede ser almacenada de manera eficiente y debe consumirse conforme se produce, otra característica de los servicios.

Por otro lado, es una planta eléctrica la que materialmente transforma la energía de varias fuentes de combustible en energía eléctrica. Esta transformación material es típica del proceso de manufactura. En un estudio reciente de la Comisión Internacional de Comercio de EU (International Trade Commission, USITC), elaborado a petición de la Oficina de Representación Comercial de EU, la industria eléctrica se definió incluyendo las áreas sustantivas, entre ellas la generación.¹¹ No quedó claro si esta solicitud de clasificación es un indicador de la posición de la Oficina respecto de la polémica industria/servicio en las negociaciones pendientes del GATS.

En esta etapa inicial del estudio de la CCAAN, sin embargo, se asume a la electricidad como un bien. Existe evidencia de que la electricidad está cubierta por el GATT, y que es considerada un bien por muchos de los países de la OMC se desprende de su inclusión en el calendario de compromisos al GATT de 1994 por parte de la mayor parte de los socios comerciales, entre ellos Estados Unidos, la Unión Europea y Canadá. (No está incluida, sin embargo, en calendarios de Japón y México.) Esos calendarios contienen los compromisos tarifarios de los miembros de la OMC sobre bienes. Es posible que el GATS tenga en la actualidad alguna relación con servicios relacionados con la electricidad, pero su aplicación es limitada. El calendario de compromisos de EU, por ejemplo,

¹¹ "Electric Power Services: Recent Reforms in Selected Foreign Markets," investigación 332-411, USITC, publicación 3370, noviembre de 2000, p. 1.

incluye sólo “servicios relacionados con la distribución de energía” que están incluidos en el sector llamado “otros servicios empresariales.”¹²

El capítulo 6 del TLCAN se ocupa de la energía y la petroquímica básica. El artículo 602 sobre alcance y cobertura señala en su tercer párrafo que la energía y los petroquímicos son bienes gobernados por las reglas del TLCAN.¹³ El primer párrafo del mismo artículo especifica que el capítulo 6 “se aplica a medidas relacionadas con la energía y los bienes de la petroquímica básica que se originen en el territorio de las partes y a medidas relacionadas con la inversión y con el comercio interfronterizo de servicios asociados con dichos bienes. Los bienes específicos sujetos a la provisión se enlistan en el parágrafo 2 e incluyen, *inter alia*, energía eléctrica por referencia a su clasificación en el capítulo 27.16 del sistema armonizado.¹⁴ Puede concluirse, por tanto, que la energía eléctrica como tal está actualmente considerada un bien en términos del TLCAN.

¹² Calendario de compromisos específicos de Estados Unidos, GATS/SC/90, 15 de abril de 1994.

¹³ El artículo 603, parágrafo 3, también refiere al anexo 602.3, que introduce reservas y condiciones especiales introducidas por México respecto de la aplicación del TLCAN al sector de bienes y servicios de energía y petroquímica. El Estado mexicano reserva para sí varias actividades estratégicas, una de ellas el abasto de electricidad como servicio público (incluidos la generación, transmisión, transformación, distribución y venta de electricidad). El anexo incluye también consideraciones respecto de actividades e inversión en las instalaciones de generación de electricidad.

¹⁴ Véase el artículo 602, parágrafo 2(h).

ANEXO A: PANORAMA GENERAL DE TRABAJOS RECIENTES DE MODELADO

Los estudios de modelado que pueden reseñarse en el informe de la CCAAN incluyen:

- A. La calidad del aire y la reestructuración eléctrica: Center for Clean Air Policy
- Ahí donde existen topes de emisiones fijos, la reestructuración no conducirá a un aumento en las emisiones de las empresas. Los topes cuantitativos evitarán, por definición, cualquier incremento más allá del tope fijado. Junto con los esquemas de intercambio de emisiones, como el programa de SO₂, las metas de emisiones se pueden cumplir a un costo y eficiencia adecuados durante la reestructuración.
 - Si las emisiones no están sujetas a tope, es factible que la reestructuración resulte en incrementos en las emisiones de NO_x. Las emisiones en el estado de Nueva York, aumentarán entre 11 y 18 por ciento, según el modelo, durante la temporada de ozono en verano.
 - Por medio de aumento en la carga nacional o a través de mayores ventas interregionales, los aumentos en generación de los sistemas sin topes contribuirán a un aumento de emisiones durante la reestructuración. Las mayores emisiones de NO_x resultarán de generadores en el medio oeste de EU, que no están sujetos a topes, son mayores emisores y operan con costos más bajos.¹⁵
 - Si la competencia ocurre en la esfera del consumidor final o al mayoreo no hace una diferencia neta en cuanto a emisiones.
- B. Resultados de modelación para Normas sobre Portafolios Renovables y emisiones de Dióxido de Carbono (modelo POEMS)

Los pronósticos del Departamento de Energía de EU (1998) señalan varios beneficios ambientales potenciales derivados del proceso de reestructuración. Los puntos siguientes, relacionados con las mezclas de combustible y los resultados ambientales, son parte de lo más destacado del Sistema de Modelado de la Oficina de Políticas Ambientales (Policy Office Modeling System, POEMS), que enlaza el Sistema de Modelación Nacional de Energía (National Energy Modeling System, NEMS) y el TRADELEC (sistema de modelado elaborado en específico para evaluar los mercados de electricidad en competencia):

- Casi se triplicará la generación de electricidad procedente de fuentes elegibles de portafolios renovables. El aumento resultará principalmente del apoyo gubernamental y supone que se establecerá una medida de tope en los costos, estableciendo un límite en el precio de los créditos por energía renovable. Se hace notar que las propuestas del gobierno de 7.5 por ciento de

¹⁵ Un punto central en el debate ha sido la preocupación sobre el potencial aumento en las emisiones de las plantas más antiguas que ganan acceso a la infraestructura de transmisión a través de la desregulación y que están en condiciones de competir con base exclusivamente en los precios. El estudio sectorial que la CCAAN elaboró en 1999, La electricidad en América del Norte, señalaba:

La variable ambiental más importante en el sector eléctrico de América del Norte es el destino de los más de 300 GW de capacidad instalada no utilizada de generación por carbón. Este equipo produce ahora más de la mitad de la generación de EU y representa casi 35 por ciento de la capacidad instalada de América del Norte, casi el doble de la capacidad combinada de México y Canadá... Si la ventaja competitiva asociada con las normas más laxas resulta decisiva [en un mercado de competencia abierta], la generación estadounidense a partir de carbón podría aumentar la producción actual hasta un tercio en respuesta al crecimiento de la demanda, acceso a nuevos mercados y presiones de nueva competencia. Este escenario, por tanto, prevé un aumento a corto plazo de las plantas obsoletas de carbón que avasalla a los competidores con reglamentación más severa.

cobertura de portafolios no se cumplirán debido a que algunos distribuidores optarán por créditos asociados. Aun así, las metas de los portafolios podrán cumplirse en forma creciente si los costos de producción bajan por medio de la innovación tecnológica.

- Para 2010, las emisiones de dióxido de carbono se reducirán alrededor de 40 por ciento, es decir 60 millones de toneladas métricas equivalentes de carbón.
- No entraron en el modelo las emisiones proyectadas de NO_x y dióxido de azufre debido a que los topes de emisiones fijados en las reformas de la Ley de Aire Limpio y las medidas relacionadas —entre otras la fase dos de los límites estacionales para NO_x , establecidos en 1998 para la Región de Transporte de Ozono— deberán continuar operando sin que dependan de los cambios en la capacidad de generación.

C. NESCAUM: Evidencia de aumentos en la presión ambiental

Un estudio de enero de 1998 de la Asociación de Estados del Noreste para la Gestión Coordinada del Uso del Aire (Northeast States for Coordinated Air Use Management, NESCAUM) estudió los efectos en la contaminación atmosférica de una mayor desregulación en el sector eléctrico.¹⁶ Las principales conclusiones del estudio incluyen:

- Con base en diversos factores, principalmente relacionados con elasticidades de precios cruzados de los combustibles pero también considerada la desregulación, la demanda de electricidad a granel de bajo costo ha resultado en una mayor producción en Estados Unidos por parte de las plantas carboníferas en que hay regulación menos severa. El estudio (con información de 1996 y 1997) indica que “las ventas adicionales a granel se pudieron hacer gracias a mayor generación por parte de las plantas carboníferas.”
- En el tiempo en que la reestructuración ha estado en marcha han ocurrido importantes aumentos en las emisiones de las plantas generadoras. El informe remite en particular a los datos de emisiones de NO_x de 1996.
- La infraestructura actual de transmisión tiene la capacidad de absorber un gran aumento en las transferencias de electricidad, lo que permitiría que electricidad altamente contaminante de bajo costo fluyera a los nuevos mercados.

D. Modelo de la CCAAN: Aumento en las emisiones

Un conjunto contrastante de estimaciones fue el que resultó de un modelo mucho menos complejo y sólido que el que resultó del modelo POEMS de 1998. El modelo Front of the Envelope (FOE) patrocinado por la CCAAN proporciona una herramienta relativamente accesible para sopesar diferentes cambios en la regulación de la electricidad en América del Norte, en particular aquellos cambios que podrían afectar la calidad ambiental.

Para estimar los impactos ambientales se utilizan diferentes parámetros. En el modelo de la CCAAN se aplican tres escenarios: desregulación mínima, regular y completa. Se usan también tres diferentes mezclas de energía: una en la que la mezcla sigue siendo la misma (status quo); un escenario optimista en el que la cuota de electricidad producida por gas natural se incrementa en 1 por ciento, y uno menos optimista en el que la cuota de energía de carbón aumenta 1 por ciento. El modelo de la CCAAN incluye muchos otros supuestos y restricciones en sus parámetros. Los principales resultados de este modelo en 2000 son:

- La desregulación aumenta las emisiones totales de NO_x , SO_2 y CO_2 en América del Norte, fundamentalmente debido a un cambio en la producción de energía entre regiones. La producción

¹⁶ NESCAUM, “Air Pollution Impacts of Increased Deregulation in the Electric Power Industry: An Initial Analysis,” julio de 1998.

de energía aumenta en regiones en que el precio es relativamente bajo y disminuye en aquellas en que el precio es alto. La producción se reorienta hacia las dos regiones, las relativamente limpias y las relativamente sucias. El aumento en las regiones sucias, sin embargo, es mucho mayor que la disminución de las emisiones por cambios hacia las regiones más limpias.

- Un cambio en la mezcla de combustibles hacia el gas natural funciona para compensar el aumento en las emisiones por la desregulación.
- La disminución en las emisiones es menor conforme el mercado de electricidad se acerca más a la desregulación. Un aumento de uno por ciento en la proporción de electricidad producida por generadores de carbón aumenta las emisiones en todas las regiones y en América del Norte en su conjunto.
- La reducción en los costos marginales fomenta el aumento en la generación total y, por tanto, en las emisiones. Debido a que la diferencia entre las estimaciones de largo plazo y de corto plazo son simples valores absolutos mayores para las elasticidades de la demanda y la oferta, los patrones mencionados antes son simplemente exacerbados en el largo plazo, lo que quiere decir que las emisiones aumentan más en el largo plazo que en el corto.

E. Generación de electricidad en Ontario: efectos ambientales del libre comercio

El trabajo de modelado de Hill & Associates se apoya en dos componentes: el modelo de economía de combustible de plantas eléctricas (Utility Fuel Economics Model, UFEM) y el modelo de electricidad nacional (National Power Model, NPM). La integración de los modelos se hace en secuencia. El NPM modela el funcionamiento de las plantas en condiciones económicas óptimas (con regulaciones y otro tipo de controles) y el total resultante se usa como insumo en el UFEM en el cual, enseguida, se calculan las nuevas opciones de combustibles o de limpieza, entre ellas las mejoras tecnológicas o de combustible, mismas que se retroalimentan en el modelo NPM.

El trabajo de modelado de PHB Hagler Baily utiliza un modelo GE MAPS para calcular los cambios en el sistema de interconexión eléctrica del oriente de Estados Unidos, incluido Ontario, en el periodo 2005–2012. Se utilizan dos escenarios:

1. El *Caso base* que asume el cumplimiento de la fase dos de la reforma de la Ley de Aire Limpio. En 2000, los límites de dióxido de azufre eran de 0.55 kg/mmBTU y los de NO_x eran de 0.18-0.21 kg/mmBTU, dependiendo del tipo de quemador. Para los once estados de la Comisión de Transporte de Ozono (Ozone Transport Commission, OTC) se aplicaron reducciones de emisiones adicionales. El escenario del caso base supone que Ontario impone un tope de emisiones de 175,000 toneladas métricas para SO₂ y 58,000 para NO_x. (Luego de que los parámetros del estudio se fijaron, el gobierno de Ontario impuso topes de emisiones de 158,000 toneladas métricas para el SO₂ y 55,000 para NO_x.)
2. El *Caso NAAQS* supone compromisos más severos que los de la Convocatoria SIP para NO_x Call (Nitrogen Oxides State Implementation Plan Call) por parte de los estados, para cumplir con las metas del National Ambient Air Quality Standards (NAAQS).

Entre los resultados de los escenarios contrastantes considerados en el modelo, el NAAQS aumenta los costos operativos y de capital relacionados con el Caso base, por un monto de mil millones de dólares anuales hasta 2007 (por encima de los costos de mitigación de la fase II de la CAAA.). A nivel agregado, este aumento tendrá un efecto marginal en los costos totales de generación en Estados Unidos. Sin embargo, los costos adicionales se concentran en el medio oeste dominado por el carbón y en la región sureste de EU.

Con énfasis en la región ECAR (Área de Seguridad Centro-Oriente), el estudio señala que, incluso con la llegada de la fase dos de la CAAA, las emisiones de SO₂ no disminuirán de manera importante dada la amplitud de acumulación de las mismas durante los compromisos de la fase uno (alrededor de

9 millones de toneladas métricas en 1999). Una vez que se hacen efectivos los créditos de SO_2 y se agotan y se establecen nuevos mecanismos de limpieza entre 2002 y 2007, las emisiones de carboníferas disminuyen en ECAR en respuesta a las restricciones de la fase II. En contraste, las emisiones de NO_x de las plantas carboníferas decrecen de inmediato en la fase II, en alrededor de 8 por ciento.

El modelo sugiere que las transferencias “hacia afuera” de la región ECAR podrían disminuir en alrededor de 50 por ciento, a partir de una cifra base de 28 TWh en 1998 a menos de 13 TWh en 2010. El modelo asume que la principal razón de esta baja es que los límites de la Convocatoria SIP de NO_x entran en vigor antes de 2005.