

OPTIMACIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN NORTEAMÉRICA

Teoría y aplicaciones*

*Eric Zenón y Juan Rosellón***

RESUMEN

Presentamos la aplicación de un mecanismo híbrido para la expansión de la red de transmisión en los sistemas eléctricos de México, Estados Unidos y Canadá. La aplicación está sustentada en redefinir el producto de la transmisión en términos de transacciones “punto-a-punto” o derechos financieros de transmisión (DFT), en el reequilibrio de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, así como en la utilización de precios nodales. La expansión de la red ocurre debido a la venta de DFT asociados con las líneas eléctricas congestionadas. El mecanismo se prueba para la topología de la red del Sistema Eléctrico Nacional de México (SEN) con 25 nodos y 34 líneas eléctricas, la red de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) con 17 nodos y 31 líneas y, finalmente, la red de Ontario (Independent Electricity System Operator, IESO) con 10 nodos y 10 líneas. Los resultados muestran que los precios convergen en el costo de la generación marginal, la congestión disminuye y el bienestar social se incrementa para los tres sistemas, no importando la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes ni el tipo de capacidad de generación instalada.

* *Palabras clave:* transmisión eléctrica, derechos financieros de transmisión (DFT), regulación por incentivos, problema de flujos circulares (*loop flows*), precios nodales. *Clasificación JEL:* L51, L91, Q40. Artículo recibido el 4 de agosto de 2010 y aceptado el 5 de septiembre de 2011. E. Zenón agradece el apoyo recibido por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt) y de la facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). J. Rosellón agradece el apoyo del Programa Interinstitucional de Estudios sobre la Región de América del Norte (PIERAN) de El Colegio de México, de la Alexander von Humboldt Foundation y de Conacyt (p. 60334).

** E. Zenón, facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). J. Rosellón, Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE) y German Institute for Economic Research (DIW Berlin).

ABSTRACT

We present a hybrid mechanism application for the electrical system network expansion in Mexico, United States and Canada. The application is based on redefining the transmission output in terms of “point-to-point” transactions or financial transmission rights (FTR); rebalancing the fixed and variable parts of a two-part tariff; as well as in the use of nodal pricing. The expansion of the transmission is carried out through the sale of FTR for the congested electrical lines. The mechanism was tested in the national electric system of Mexico (SEN) with 25 nodes and 34 power line, in the Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) grid with 17 nodes and 31 lines, and finally in the Ontario network (Independent Electricity System Operator, IESO) with 10 nodes and 10 lines. The results thereof indicate that prices converge to the marginal generation cost, congestion decreases and the social benefit increases in the three systems, regardless of the organization of the electrical system, the network topology or the type of installed generation capacity.

INTRODUCCIÓN

Por decenios la operación de los sistemas eléctricos en el mundo presentaba un alto grado de integración vertical entre generación, transmisión y distribución. Una empresa usualmente controlaba todos los segmentos del sistema con argumento económico de economías de escala y subaditividad de costos.¹ Sin embargo, a inicios de 1970 en los Estados Unidos comienza el proceso de reconfiguración de la industria, modificándose principalmente el segmento de generación eléctrica y permitiéndose el acceso a productores independientes.

No es hasta fines del decenio de los noventa del siglo pasado que se reestructuran todos los segmentos del sistema eléctricos en los Estados Unidos y de algunas regiones en Canadá,² garantizándose el acceso y la competencia a terceros en mercados de electricidad, mientras que en México las principales reformas tienen lugar sólo en el segmento de generación, permaneciendo sin cambios el sistema de transmisión.³

¹ Estos argumentos son severamente debatidos sobre todo debido al auge tecnológico de nuevos procesos de generación (principalmente termoeléctrica) y transmisión, así como por el desarrollo de la economía de la regulación e incentivos de mercado (véase Armstrong, Cowan y Vickers, 1994).

² La tendencia internacional de reestructuración de los sistemas eléctricos en el mundo sigue la pauta británica, e inicia principalmente en el periodo 1980-1990 (véase Hunt, 2002).

³ Las formas de participación de los productores independientes varían entre países. Véase Rosellón (2007) para el caso de México.

En consecuencia, principalmente en Norteamérica, Europa Occidental y algunos países de Suramérica se han analizado los aspectos que comprometen el funcionamiento de la capacidad de transmisión en los sistemas eléctricos (Joskow, 2005a y 2005b). En los mercados eléctricos uno de los objetivos decisivos es alcanzar la eficiencia económica, el bienestar social óptimo. No obstante, factores como mercados incompletos, crecimiento sostenido en la carga, aumentos en los intercambios de electricidad entre las áreas de control, la construcción de nueva capacidad de generación que sobrepasa la capacidad de la red, el mantenimiento, derechos de propiedad mal definidos y la falta de inversión para su expansión son sólo algunos de los elementos restrictivos presentes en la maximización del bienestar social.⁴ En esencia, independientemente de la forma de competencia económica en los mercados de energía eléctrica, los principios económicos de competencia perfecta no son alcanzados. Uno de los problemas que afectan el desempeño de la eficiencia económica en las actividades de transmisión de energía eléctrica es el problema conocido como congestión de la red eléctrica.⁵

En este artículo se presenta la aplicación de un mecanismo de mercado y regulatorio (híbrido) que promueve los incentivos necesarios para la expansión de la transmisión, atrae inversión y resuelve el problema de la congestión. El mecanismo considera factores económicos que equilibran las necesidades de los agentes por nodo (zona, área o región) y factores físicos que consideran las restricciones de equilibrio de las líneas de transmisión. Ambos factores son sujetos a un precio máximo por periodo. El mecanismo se aplica a distintas topologías de red: 25 nodos en México, 17 nodos en el área de interconexión (PJM), Estados Unidos, y 10 nodos en Ontario (IESO), Canadá.

El documento está organizado en cuatro secciones. En la sección I se revisa el estado del arte de los mecanismos de expansión para la transmisión. En la sección II se describe el mecanismo usado en la expansión de la transmi-

⁴ Bushnell (1999); Bushnell y Stoft (1997); Joskow y Tirole (2000); Oren (1997); Joskow y Schmalensee (1983); Chao y Peck (1983); Gilbert, Neuhoff, y Newberry (2004); Cardell, Hitt y Hogan (1997); Borenstein, Bushnell y Stoft (2000); Borenstein, Bushnell y Wolak (2002), y Rosellón (2003).

⁵ El sistema de transmisión presenta congestión cuando la regla de despacho a mínimo costo no se garantiza, es decir, la energía generada a precios más bajos, en algunos casos, queda sin ser ocupada. Además, se observa precios diferentes en cada nodo (también conocidos como precios nodales). El resultado es que el precio de la energía en las áreas o nodos donde existen estas restricciones tendrán precios más altos que en otras áreas. Los precios nodales son los nuevos precios de mercado de oportunidad de cada nodo y envían señales a los participantes del sistema acerca de las oportunidades de inversión en la generación y transmisión. De ahí que la diferencia en precios nodales es equivalente al cargo por uso de transmisión.

sión. La sección III muestra la aplicación del modelo HRV para tres casos de estudio. La sección IV presenta pormenores de la simulación, la cual muestra que el bienestar social está en función de los precios nodales. Finalmente, se concluye que, utilizando ponderadores de Laspeyres, los precios convergen en el costo marginal de generación, la congestión disminuye y el bienestar social se incrementa. El mecanismo regulatorio simulado demuestra que se puede expandir eficientemente la red de transmisión mediante un mecanismo híbrido de mercado-regulatorio para distintas topologías de red.

I. REVISIÓN DE LA BIBLIOGRAFÍA

Existen en la bibliografía dos mecanismos regulatorios básicos para la expansión de las redes de transmisión. En ambos se implica un operador independiente responsable de la operación del mercado (Independent System Operator, ISO) y una empresa dueña de la red llamada Transco (Transmission Company). Ambos mecanismos lidian de manera distinta con el problema de la congestión de la red eléctrica.

El primer mecanismo se basa en la regulación de precios (Vogelsang, 2001) con una tarifa en dos partes. El mecanismo depende del reequilibrio de la parte fija y variable de la tarifa y del uso de precios máximos (*o price caps*). La parte fija funciona como recuperadora de los costos fijos de largo plazo (carga complementario) y la parte variable como un precio por congestión (Rosellón, 2003). La Transco reequilibra a lo largo del tiempo las dos partes de la tarifa al igual que el regulador establece un precio máximo que motiva la expansión eficiente de la red. Esto promueve la expansión eficiente de la red, genera incentivos para optimar la congestión y, en determinadas condiciones, se converge al estado estacionario de equilibrio (tipo Ramsey). Las principales críticas a este mecanismo recaen, por una parte, en la definición lineal del producto de la transmisión eléctrica para una topología de red con una sola línea y dos nodos (red radial), y por otra, en las propiedades de buen comportamiento (*smooth behavior*) de las funciones de demanda y costo de la transmisión eléctrica. El enfoque de Vogelsang (2001) solamente es aplicable a redes radiales, lo cual no permite su aplicación práctica a las topologías de red malladas. Hogan (2002) argumenta que las propiedades de las funciones de costo para redes malladas son por lo general no diferenciables e, incluso, discontinuas.

El segundo mecanismo para la expansión de la transmisión utiliza los pre-

cios marginales de origen o locales⁶ (*Locational Marginal Prices*,⁷ LMP), las rentas derivadas de la congestión,⁸ así como los derechos financieros de propiedad de la transmisión (DFT).⁹ La expansión de la red ocurre mediante la asignación de los derechos de propiedad, que motivan la inversión en la red. La asignación de DFT es subastada por un ISO. No obstante, con la presencia de flujos circulares¹⁰ en redes malladas, un cierto proyecto de expansión de la red puede generar externalidades¹¹ negativas en los derechos de propiedad de la red o, incluso, una disminución neta de la capacidad de la red. Kristiansen y Rosellón (2010) sugieren entonces una solución mediante la cual el ISO reserva un número determinado de DFT (*proxy*) durante el proceso de expansión. Esto con el fin de que el sistema de transmisión pueda contar con los ingresos suficientes *ex post* (después de la expansión) en el caso de que dichas externalidades negativas afecten a los propietarios de los DFT originales (anteriores a la expansión).

Un nuevo enfoque es el mecanismo propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (HRV) (2010), quienes sugieren un mecanismo combinado que utiliza tanto instrumentos de mercado como los regulatorios, y que considera el efecto de las restricciones físicas de la red así como la topología de la misma. Este mecanismo para la extensión de redes existentes basa su funcionamiento en términos de los DFT, el reequilibrio de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, aplicando la lógica regulatoria por incentivos de Vogelsang (2001). El enfoque actúa en un modelo en dos niveles, en el que el ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones propias de la red, del despacho y de la generación. Como resultado se obtienen las cargas óptimas y los precios nodales necesarios para impulsar la expansión de la red

⁶ Los precios marginales locales están basados en los costos marginales de generación que satisfacen las cargas (para determinados lugares-tiempo), utilizando los recursos de generación disponibles (a mínimo costo), y considerando las restricciones físicas de la red de transmisión (McGrew, 2003).

⁷ PJM fue el primero en utilizar los LMP (1998) y poco después DFT (véase, Hunt, 2002).

⁸ Las rentas provenientes de la congestión forman parte de los denominados derechos financieros de transmisión, DFT.

⁹ Un DFT es un instrumento financiero que proporciona al tenedor el derecho de recibir ganancias o pagar cargos basados en la diferencia de precios nodales (renta de congestión, Hunt, 2002).

¹⁰ Una red de transmisión eléctrica que se interconecta con otros sistemas experimenta un fenómeno llamado flujo circular. El flujo circular se produce cuando el flujo programado de energía eléctrica se distribuye en otras ramas conectadas a sistemas adyacentes. Matemáticamente se define como la diferencia entre la operación programada y la carga real de la línea que conecta dos o más nodos. También se denomina alguna veces trayectoria de flujo paralelo o trayectoria de flujo no programado (Viqueira, 2004).

¹¹ Efecto indirecto de las actividades de consumo o producción. Se dividen en positivas y negativas; un ejemplo de externalidad negativa es la contaminación resultado de alguna actividad productiva (véase una explicación pormenorizada en Laffont, 1989, y Varian, 1990).

en sistemas mallados. Rosellón y Weigt (2011) desarrollan una aplicación del modelo HRV, en el que prueban cómo se motiva la inversión en la red de transmisión para el noroeste de Europa (Benelux).

II. MODELO

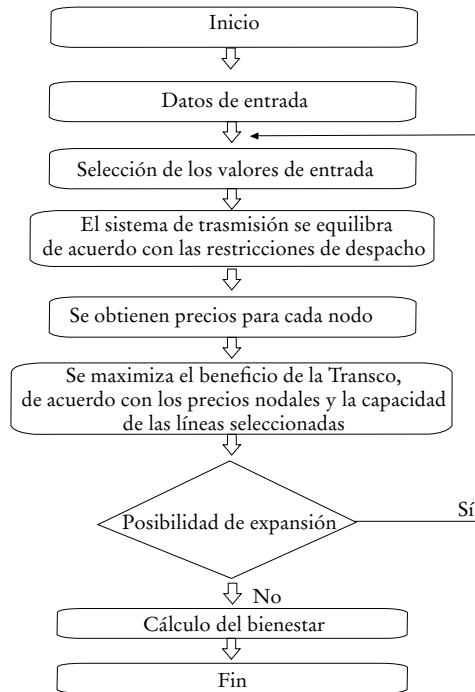
El modelo HRV combina enfoques de mercado y regulatorio en un ambiente en el que los generadores y usuarios del servicio eléctrico no tienen incidencia en la determinación de los precios de mercado. Para combinar estos dos enfoques se hace una redefinición del producto de la transmisión eléctrica en términos de los DFT punto a punto; es decir, son los DFT definidos entre nodos. Así, un DFT es concebido como una obligación financiera del producto de la transmisión entre nodos implicados.

Con esta redefinición del producto de la transmisión eléctrica entre nodos se aplica el mecanismo de precios tope mediante una tarifa en dos partes (Vogelsang, 2001). El modelo no considera supuestos anteriores del comportamiento de la función de costos y demanda de transmisión. Cabe destacar que en el modelo no se construyen nuevas líneas de transmisión; es decir, la topología de la red (todos los nodos y líneas) está dada, y se espera sólo cambios en la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica.

En este modelo existe una Transco que maximiza su bienestar de manera intertemporal sujeto a su tarifa en dos partes. La parte fija de la tarifa paga el cargo que recupera costos fijos, mientras la parte variable paga un cargo por los DFT basado en precios nodales. Con el modelo HRV se obtiene una secuencia de subastas en cada periodo t , en el que los agentes económicos (participantes de este mercado) compran y venden DFT.

Secuencialmente las acciones después de redefinir el producto de una Transco en términos de DFT quedan de la manera siguiente¹² (figura 1): *i*) dada la existencia de una red con información de precios históricos el regulador plantea la restricción de precios en una tarifa en dos partes; *ii*) basados en la disponibilidad de la información de mercado (demanda, generación, topología de la red, etc.), la Transco identifica las líneas para expansión; *iii*) la Transco subasta los DFT punto a punto, basado en la capacidad de la red disponible; *iv*) el ISO maneja el despacho actual de acuerdo con la ubicación del precio marginal, colecta el pago de cargas y paga al generador; la dife-

¹² Rosellón y Weigt (2011).

FIGURA 1. *Secuencia del algoritmo*

FUENTE: Elaboración propia.

rencia de estos dos valores representa las rentas de congestión del sistema que es redistribuido a los poseedores de los DFT; *v*) los cargos fijos son calculados de la restricción reguladora de precio tope, basada en cargos por congestión, y son pagados por los centros de consumo.

En este sentido, el algoritmo resuelve en primer término las ecuaciones para el ISO (restricciones físicas de la red) y posteriormente para la Transco (restricción de precio máximo); el proceso culmina cuando los precios nodales ya no cambian en el tiempo y los cambios en la capacidad de las líneas de transmisión son muy pequeños.

1. *Problema alto*

La Transco maximiza su función objetivo sujeto a la restricción intertemporal de precio máximo. De esta manera, la función (1) que maximiza el bienestar de la Transco está estructurada por tres componentes básicos: dos de ingresos y uno de costos, acompañada de una restricción (2) regulatoria.

El primer término (A) de la función representa la renta de congestión. El segundo (B) denota el cargo fijo F que se cobra a los N usuarios de la red de transmisión, y el tercer término (C) denota el costo $c(k_{ij}^t)$ al que se enfrenta la Transco por la expansión de las líneas de transmisión entre los nodos i y j . Finalmente el término denominado precio máximo¹³ (D) impone la restricción regulatoria en los ingresos de la Transco impuesta por la autoridad reguladora (el regulador determina el ponderador w), ajustándose a un factor de eficiencia X e inflación RPI (E).

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[\overbrace{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^t(k)}^A + \overbrace{F^t N^t}^B - \overbrace{\sum_{ij} c(k_{ij}^t)}^C \right] \quad (1)$$

Sujeto a

$$D \left\{ \frac{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^w(k) + F^t N^t}{\sum_{ij} \tau_{ij}^{t-1}(k) q_{ij}^w(k) + F^{t-1} N^t} \leq \overbrace{1 + RPI + X}^E \right. \quad (2)$$

La congestión (A) se define por las transacciones punto a punto DFT entre dos nodos i y j , $q_{ij}^t(k)$, multiplicada por el precio de subasta $\tau_{ij}^t(k)$ de los DFT. Mientras que la restricción regulatoria (D) se construye a partir de una tarifa máxima en dos partes (por medio de un ponderador de Laspeyres w). De acuerdo con Rosellón (2007), el ponderador w usado en la tarifa que aplica Vogelsang (2001) a una tarifa en dos partes garantiza que la solución converja en un óptimo utilizando una función de costos y demandas estables. El reequilibrio de las dos partes de la tarifa garantiza que la Transco no pierda ingresos por la disminución de la renta de congestión durante la expansión de la red de transmisión. En presencia de rentas de congestión bajas la Transco disminuiría sus ingresos. Con este hecho, la Transco compensaría el efecto negativo incrementando el cargo fijo F .

De esta manera en el modelo la Transco maximiza su bienestar sujeto a la restricción regulatoria a lo largo de t periodos, considerando la transmisión de energía por medio de todos los nodos i y j , y en el supuesto de que no hay incertidumbre en la capacidad de generación y en la demanda.

¹³ Es decir, los precios y cantidades están vinculados en cada periodo con el ponderador w (Laspeyres). El ponderador es determinado por el regulador, con el objetivo de establecer una restricción regulatoria (2) en los ingresos de la Transco.

Ignorando los factores de ajuste RPI y X , la condición de primer orden del hamiltoniano definido por la maximización (1) y sujeto a la restricción (2) es:

$$(\nabla q_{ij}^t + \nabla q_{ij}^w) \tau_{ij}^t(k) - \nabla c^* = (q_{ij}^w - q_{ij}^t(k)) \nabla \tau_{ij}^t \quad (3)$$

Simplificando la aplicación del modelo en (1) y (2), que implica abstraer de la subasta de DFT, Rosellón y Weigt (2011) redefinen el producto de la transmisión y la restricción regulatoria, lo que ajusta A' y D' de la siguiente manera:

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t^T \left[\overbrace{\sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t)}^{A'} + \overbrace{F^t N^t}^B - \overbrace{\sum_{i,j} c(k_{ij}^t)}^C \right] \quad (4)$$

sujeto a

$$D' \left\{ \frac{\sum_i (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F^t N^t}{\sum_i (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F^{t-1} N^t} \leq \overbrace{1 + RPI + X}^E \right. \quad (5)$$

En este otro modelo, la renta de congestión (A') es expresada en términos de DFT, definida como la diferencia de pagos entre la carga $p_i d_i$ y los pagos de los generadores $p_i g_i$. La restricción regulatoria es definida en los mismos términos.

2. Problema bajo

El operador ISO busca maximizar el bienestar social W dadas las restricciones de generación, capacidad y equilibrio de energía, y asegura el cumplimiento eficiente de las restricciones técnicas. Administra el mercado en un contexto, en el que la demanda es lineal y el costo marginal de generación es constante en un periodo determinado t . El problema de maximización restringida para el bienestar social W se define entonces de la siguiente manera:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \left[\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right] - \sum_{i,t} mc_i g_i^t \quad (6)$$

sujeto a

$$g_i^t \leq g_i^{t, \max} \quad \forall i, t \quad (7)$$

$$|pf_{ij}^t| < k_{ij}^t \quad \forall ij \quad (8)$$

$$g_i^t + g_i^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad (9)$$

El primer término de la restricción (7) expresa que la generación g en cualquier nodo i no puede sobrepasar la capacidad de generación máxima establecida g^{\max} . La ecuación (8) indica que el flujo de energía pf_{ij} entre líneas de transmisión (entre nodos i y j) no puede exceder los límites de las líneas de transmisión k_{ij} . La última restricción (9) impone que la carga (demanda) en cada nodo sea satisfecha por un nodo local, o que la energía provenga de la inyección de otro nodo de generación.

De la misma manera que en HRV y en Rosellón y Weigt (2011), se aplica el enfoque de un despacho económico con una topología de redes malladas de electricidad en corriente directa (CD). La Transco maximiza su bienestar de acuerdo con la solución óptima del despacho económico del ISO. Simultáneamente, por medio de iteraciones y métodos de resolución numéricos realizados en el problema bajo, se obtiene las variables de elección de demanda d y de generación g óptimas efectuada en cada nodo. Una vez obtenidos estos vectores de generación y demanda, se obtiene los valores para el vector de precios nodales p y, sustituyendo subsecuentemente los valores en el problema alto, se obtiene los valores de capacidad K y el cargo fijo F .

III. ESTUDIOS DE CASO. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN NORTEAMÉRICA: MÉXICO, PJM Y ONTARIO

En Norteamérica existen cinco sistemas síncronos de transmisión eléctrica distribuidos en Canadá, Estados Unidos y México. Cada sistema está integrado por áreas o regiones conectadas directa o indirectamente por distintas redes de transmisión. En cuatro sistemas existe la posibilidad de intercambio de energía, mientras que el sistema eléctrico de México¹⁴ no se encuentra

¹⁴ A partir de 2001 la CFE instrumentó un mercado sombra virtual que emplea el método *MW-Mile* para determinar las tarifas de transmisión. Los objetivos principales al crear este mercado interno responden a que las divisiones de generación y distribución puedan operar en un entorno competitivo, lo que motiva la participación de productores externos (Rosellón, 2007) para atraer inversión sin comprometer

integrado plenamente al conjunto de los sistemas en Norteamérica (con excepción de Baja California). En este documento son analizados tres sistemas eléctricos que presentan problemas de congestión en sus redes de transmisión de alta tensión. Además, en los sistemas de PJM¹⁵ y Ontario¹⁶ existen mercados eléctricos, en cierto grado, liberados.

1. Consideraciones generales

Se simula la operación de la red de transmisión (ISO, Transco) en tres sistemas eléctricos, en los que se puede observar aspectos significativos de la red: PJM perteneciente al Sistema Este de Estados Unidos, Ontario cuya correspondencia es Quebec y el Sistema eléctrico de México.

El mecanismo se aplica a México suponiendo que existe libre entrada a la red de transmisión, que existe un regulador, un ISO y una Transco. En el caso de PJM, las similitudes en el modo de operación real del mercado (ISO) y el segmento de la transmisión facilita la aplicación del modelo. En Ontario encontramos en la red de transmisión elementos regulatorios y algunos de mercado, con la diferencia que existen precios zonales y la información de la red de transmisión no está disponible del todo —lo que dificulta relativamente la aplicación del modelo—; es importante destacar que en este documento no se hace una comparación entre los casos de estudio, sólo se muestra la evolución del bienestar por sistema (los resultados generales se agrupan en el cuadro 5).

Cada nodo (zonas, islas energéticas, pequeñas áreas) está caracterizado

los recursos presupuestarios. Al emplear este sistema para fijación de precios nodales, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE, dependiente de la CFE) refleja una estructura de congestión en el norte y centro del país, así como también congestionamiento en el sur del país. La existencia de estas zonas evidencia la susceptibilidad que tienen los generadores para obtener mayores rentas de congestión. Expandir eficientemente las líneas de transmisión es una tarea necesaria para mitigar el efecto negativo de la congestión (Rosellón, 2007).

¹⁵ PJM opera desde 1998 el mercado de electricidad de Pennsylvania, New Jersey y Maryland. PJM administra diariamente un mercado basado en ofertas competitivas entre suministradores de carga y generadores. El análisis de congestión de redes es central en la aplicación de las disposiciones del regulador. Se identifican áreas con requerimientos de inversión en transmisión con la finalidad de mitigar los efectos negativos de la congestión y reforzar la competencia entre generadores (www.pjm.com).

¹⁶ A partir de 1999, Alberta (Alberta Electric System Operator, AESO) y Ontario (Independent Electricity System Operator, IESO) establecieron mercados de electricidad con acceso a la competencia en generación-transmisión-distribución. En el corto plazo, Ontario requiere inversión para mantener la operación y seguridad de la red. El costo de mantenimiento del sistema puede comprometer a los gobiernos de las provincias a no cumplir con sus metas de salud, educación y otras infraestructuras. Por lo anterior, Ontario requiere un modelo que atraiga la inversión y disminuya la congestión sin comprometer la operación del sistema (www.ieso.com)

por un determinado número de generadores, número de líneas de transmisión que los unen (conectan) y capacidades de carga que se deben satisfacer simultáneamente por nodo (algunos nodos no tienen carga). En la simulación se requiere que cada nodo opere con la capacidad máxima de generación al mínimo costo; se cumplan los requerimientos de carga; exista un equilibrio en los flujos de electricidad entre nodos, y no se excedan los límites de capacidad de las líneas de transmisión (restricciones técnicas del despacho).

El precio nodal sigue la regla de despacho por mérito (precio de la última unidad que generó electricidad). En la presente investigación no se construyen líneas de transmisión nuevas, sólo se expanden las líneas existentes. En el análisis de despacho no se incluyen todas las variables presentes en una red de transmisión real. No obstante Rosellón y Weigt (2011) sugieren en su análisis de tres nodos con una red simplificada que las propiedades del mecanismo no son afectadas, aun cuando no se considere todas las variables del despacho económico.

Las unidades de generación son asignadas al nodo que les corresponde según su ubicación geográfica. Se considera que existe un operador del sistema que está obligado a despachar toda la electricidad que se requiere en cada nodo. De acuerdo con las restricciones de la red, simultáneamente la carga es satisfecha en los mejores términos de mínimo costo por los generadores asociados a cada nodo (o de nodos vecinos), y se identifican las líneas congestionadas. Cada nodo enfrenta una demanda lineal asociada a una elasticidad precio de -0.25 en cada punto de referencia. En este modelo omitimos las variables técnicas detalladas presentes en las líneas de transmisión.¹⁷ Sólo consideramos las leyes de Kirchhoff.¹⁸ Se toma un factor de depreciación de 8% (cuadro 1).

La tarifa máxima se conforma por un índice de Laspeyres que utiliza cantidades y precios del periodo $(t - 1)$ en la tarifa regulatoria. La simulación ocurre a través de 20 periodos. Los resultados obtenidos representan una

¹⁷ El modelo de despacho considera un sistema en corriente directa que no toma en cuenta las condiciones térmicas y las pérdidas de energía. Las líneas de transmisión tienen una cota máxima y mínima de energía que pueden transmitir, al igual que la potencia generada es una magnitud positiva acotada superior e inferiormente.

¹⁸ Primera ley: si todas las corrientes son estacionarias, la suma de las intensidades que llegan a un nodo son igual a 0 o multiplicada por menos 1, la suma de las intensidades que salen de un nodo es 0. Lo que significa que designaremos por números positivos las intensidades que entran y por negativas las que salen. Segunda ley: en una malla, la suma de tensiones es 0. Que la suma sea 0 es consecuencia de la identificación de tensión y diferencia de potencial. Véase Gómez (1991).

CUADRO 1. *Valores para la simulación en todos los casos de estudio*

	Valores
Número de periodos	20
Costo	lineal
Función de costos	$c_{ij}^t = c_0 \cdot (k_{ij}^t - k_{ij}^{t-1})$
Co (costo de expansión de la línea)	130 dólares/MW
Demanda	lineal
Elasticidad asumida	-0.25

FUENTE: Elaboración propia.

hora.¹⁹ El análisis del despacho económico es simplificado ya que sólo toma en cuenta las ecuaciones (7), (8) y (9).

2. Caso I. Sistema eléctrico de México

El análisis aplicado a México considera las 76 principales plantas generadoras del país. Éstas concentran 39 442 MW de capacidad instalada de generación, y representan 86% del total nacional. El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables²⁰ presentados por CFE en 2007 (cuadro 2).

La topología de la red de transmisión en México consta de 25²¹ nodos y 34 líneas de transmisión que van de 200 a 3 400 MW de capacidad (mapa 1).²² En

CUADRO 2. *Precio promedio en México*

Tecnología	Precio por MWh (dólares promedio)
A	43.30
B	39.40
C	27.40
D	17.40
E	16.20
F	14.20
G	3.50

FUENTE: Elaboración propia con base en CFE (2008).

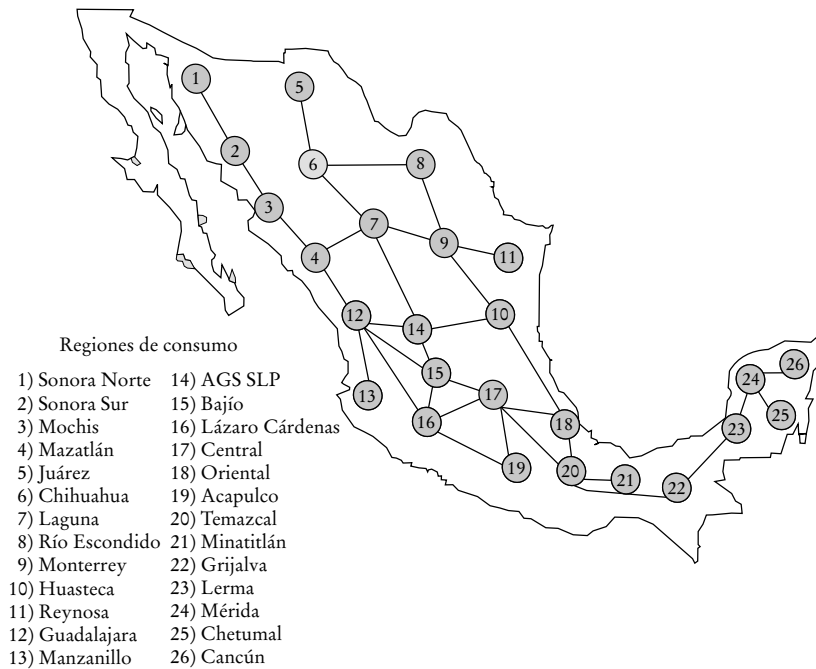
¹⁹ Los ingresos de la Transco son multiplicados por 8 760 para cada periodo (para representar un año de ingresos).

²⁰ Los datos obtenidos no son homogéneos para un mismo tipo de tecnología, sólo se promediaron, por lo que no es posible observar la tecnología a la que convergen los precios (a diferencia de Rosellón y Weigt, 2011).

²¹ Información no disponible para el nodo 26.

²² Para simplificar el análisis, se utiliza potencia como límite en las líneas en lugar de MVA.

MAPA 1. Topología de la red de México



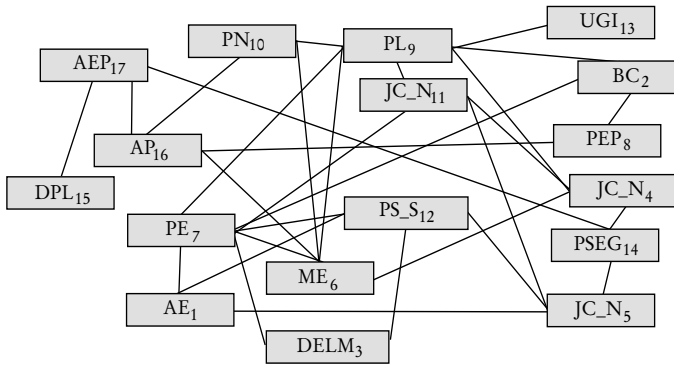
FUENTE: Secretaría de Energía (Sener), 2008.

los nodos del centro se observa una topología de red mallada, mientras que los nodos de los extremos (norte-sur) presentan una conformación radial.

3. PJM

Los datos fueron obtenidos durante un periodo de demanda no pico en los Estados Unidos para el periodo anterior a 2006. La compilación de la información se organiza de acuerdo con los requerimientos de los operadores del sistema de transmisión Este (Estados Unidos y parte de Canadá). La información está subdividida de acuerdo con la información histórica de cada entidad dentro de PJM. El área de interconexión de PJM está dividida en 17 pequeños sistemas de *utilities* que operan zonas interconectadas que llamaremos nodos para efectos de la presente simulación (no se consideran las zonas de intercambio con Nueva York (NYISO) y Midwest (MISO)).²³

²³ Con la información recabada se dividió a PJM en 17 nodos y se agruparon de la siguiente manera: Atlantic Electric Company (AE), Baltimore Gas and Electric Company (BC), Delmarva Power and Light Company (DELM), North Jersey Central Power and Light Company (JC_N), South Jersey

FIGURA 2. *Topología de pjm*

FUENTE: Rosellón, Mysliková y Zenón (2011).

La figura 2 representa la topología simplificada de la red de transmisión de PJM. Se distinguen 17 nodos en total y 31 líneas de transmisión. Sólo 13 nodos están conectados con tres o más nodos, el resto está conectado con uno o con dos nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron tras agregar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de los nodos existentes.

El análisis considera 74 agrupaciones de generadores del área.²⁴ Éstas concentran 129 950 MW de capacidad instalada de generación y representan 70% del total de PJM en ese año. La clasificación del tipo de tecnología y precio promedio de generación se observa en el cuadro 3.

CUADRO 3. *Características de las unidades generadoras de electricidad*

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad de generación</i>	<i>Tipo de combustible</i>	<i>Precio por MWh (dólares promedio)</i>
Combustión interna	1-20 MW	Diesel	137.50
Turbina ciclo simple	21-199 MW	Gas natural	72.50
Turbina de ciclo combinado	200-499 MW	Gas natural	45
Carbón	500-800 MW	Carbón	20
Nuclear	800-9999 MW	Uranio	12.50

FUENTE: Rosellón, Mysliková y Zenón (2011).

Central Power and Light Company (JC_S), Metropolitan Edison Company (ME), PECO Energy (PE), Potomac Electric Power Company (PEP), Pennsylvania Electric Company 1 (PL) and Pennsylvania Electric Company 2 (PN), North Pennsylvania Electric Company (PS_N), South Pennsylvania Electric Company (PS_S), Public Service Electric and Gas Company (UGI), PSEG, DPL, AP y AEP. En 2008 los operadores de las pequeñas zonas han cambiado de nombre aunque siguen conservándose las mismas 17.

²⁴ Se organizaron en 74 generadores para facilitar el manejo de la información.

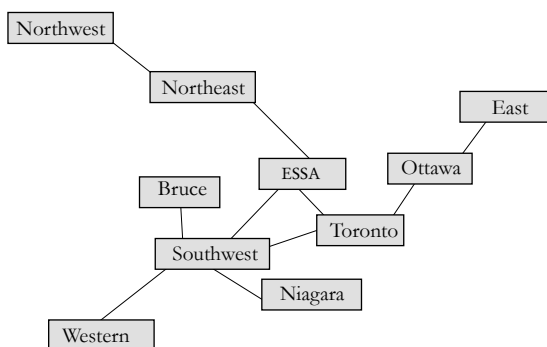
4. Ontario

Una característica particular de las redes de transmisión de Canadá es que las generadoras eléctricas se concentran en su mayoría al norte del país, y desde allí transmiten la electricidad hacia los centros urbanos del sur. Ontario sigue por supuesto esta misma pauta. Nuestro análisis para esta provincia se basa en la información obtenida de IESO para un periodo de demanda no pico en 2006 (no están consideradas las zonas de intercambio con los operadores de los sistemas NYISO, PJM, Nueva Inglaterra (NERTO) y MISO).

La figura 3 representa la topología simplificada de la red de transmisión de Ontario. Se observa una topología de red radial y sólo en el centro de Ontario se distingue un arreglo mallado de las líneas de transmisión. En el estudio se distinguen 10 nodos en total y 10 líneas de transmisión. Sólo siete nodos están conectados con un nodo, los tres nodos restantes (ESSA, Toronto y Southwest) conforman un anillo y cada uno está conectado con tres o cinco nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron de agregar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de nodos existentes, como en Rosellón *et al* (2012).

De acuerdo con la información obtenida, Ontario se divide en 10 zonas eléctricas: Northwest (26 nodos), Northeast (42 nodos), ESSA (2 nodos), East (13 nodos), Bruce (2 nodos), Ottawa (2 nodos), Toronto (10 nodos), Niagara (4 nodos), Southwest (9 nodos) y West (8 nodos). Nuestro estudio se concentra en 70 generadores que poseen una capacidad de generación de 30 150 MW, 80% del total en Ontario, y 10 líneas de transmisión con capacidades que van de los 115 a los 4 050 MW.

FIGURA 3. Topología de la red de transmisión de Ontario



FUENTE: Elaboración propia.

El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables (son un promedio y no es observable a que tipo de generación por fuente pertenecen) presentados por IESO en 2006 (cuadro 4).

CUADRO 4. *Precio promedio en Ontario*

<i>Tecnología</i>	<i>Precio por MWh (dólares promedio)</i>
A	9.20
B	10.20
C	11.40
D	13.50
E	14.80

FUENTE: Elaboración propia.

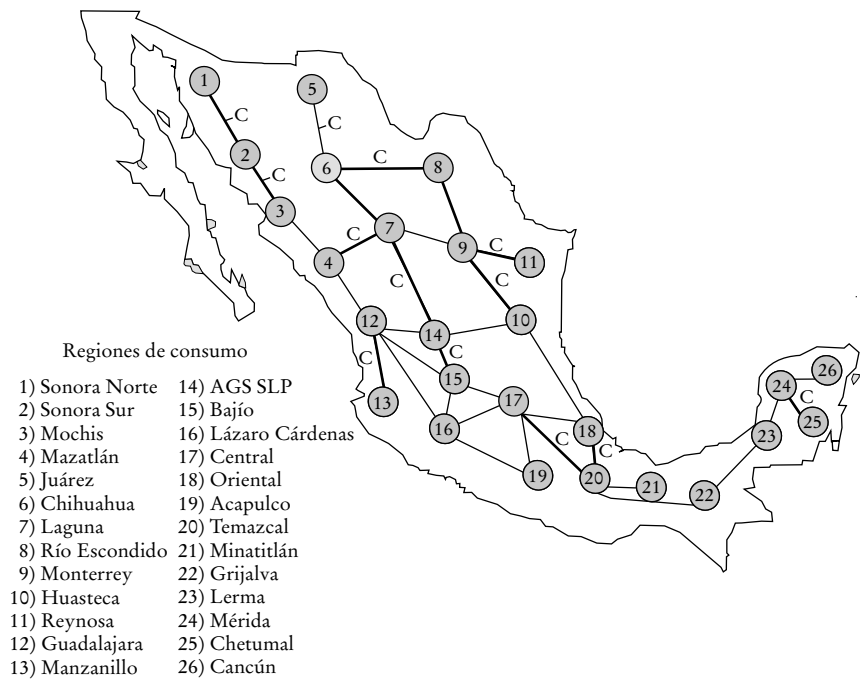
IV. RESULTADOS PARA LOS CASOS DE ESTUDIO

1. *Resultado del caso I. Sistema eléctrico de México*

En el mapa 2 se identifican las líneas potencialmente congestionadas (c) entre los nodos en los extremos de la red (segmentos de red tipo radial). Los precios nodales más altos corresponden a los nodos del norte del país. Los nodos con precios altos cubren en gran medida el área industrial del país con más requerimientos de carga (cómo Laguna, Monterrey y San Luis Potosí). En el área sur del país también existe congestión. El costo de generación es más bajo en el sur pero no es posible suministrar la energía barata del sur al centro-norte debido precisamente al congestionamiento de las líneas correspondientes de transmisión.

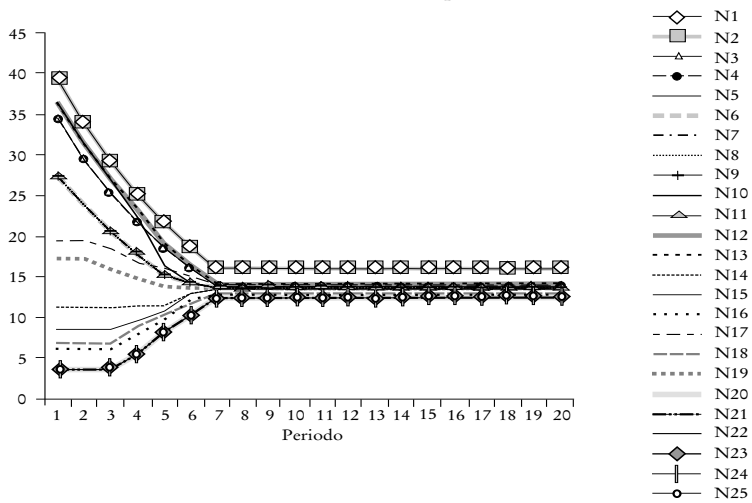
La aplicación del mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión disminuye el costo de la energía en el norte del país, y motiva que los costos en el centro también disminuyan. En el sur los costos aumentan, aunque este incremento es compensado por la disminución de los costos en los nodos restantes. La gráfica 1 muestra la evolución de los precios en los nodos de México en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo, los precios nodales presentan diferencias significativas que producen rentas altas de congestión. La convergencia de los precios nodales ocurre a lo largo de siete periodos. El precio promedio en el primer periodo asciende a 21.3 dólares. Después de siete periodos es 33% más bajo. A partir de entonces el cambio en los precios nodales es marginal. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a 13.54, lo que represen-

MAPA 2. Zonas congestionadas en México



FUENTE: Elaboración propia.

GRÁFICA 1. Desarrollo de los precios en México



FUENTE: Elaboración propia.

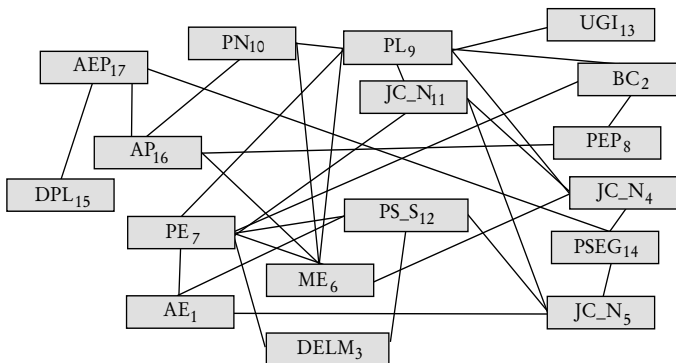
ta un decrecimiento de 37% respecto al periodo inicial de la simulación. Como observamos en México, al igual que en los siguientes casos (para PJM y Ontario), un incremento del precio en los nodos en los que el costo de generación era bajo, se compensará con reducciones de los precios de los nodos restantes.

La expansión de las redes sigue una dinámica intertemporal similar a la de los precios durante los mismos periodos: expansión intensiva en los primeros siete periodos, y después convergencia. Los nodos que experimentaron la disminución más pronunciada están situados principalmente en el norte del país (N1 al N15, N18 al N20 y N25). Por otro lado, los que incrementan su precio son los nodos situados en el centro y sur (N16 y N21 al N24). El precio en los nodos más caros decrece a una tasa de 5.3% durante los primeros siete periodos (N1 al N4, N7, N8, N12, N13, N15, N18 y N20 al N25).

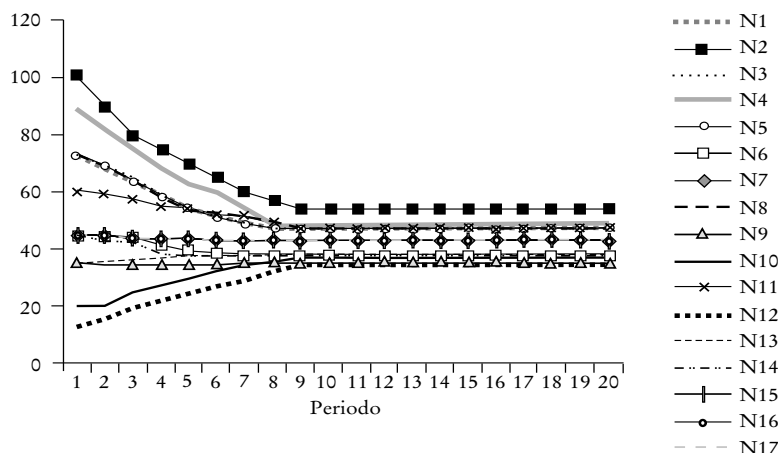
2. Resultado del caso II. PJM

En la figura 4 se identifican las líneas potencialmente congestionadas (c) entre nueve nodos. Los precios nodales más altos corresponden a nodos del este de PJM. Dichos nodos cubren un área que históricamente han presentado demandas altas de energía. En el oeste, el costo de generación es más bajo. El congestionamiento de las líneas de transmisión imposibilita que se suministre energía del oeste (menos cara) al este. Con la simulación se observa cómo la aplicación del mecanismo motiva que los precios nodales decrezcan.

FIGURA 4. Zonas congestionadas en PJM



FUENTE: Rosellón, Mysliková y Zenón (2011).

GRÁFICA 2. *Desarrollo de los precios nodales en PJM*

FUENTE: Rosellón, Mysliková y Zenón (2011).

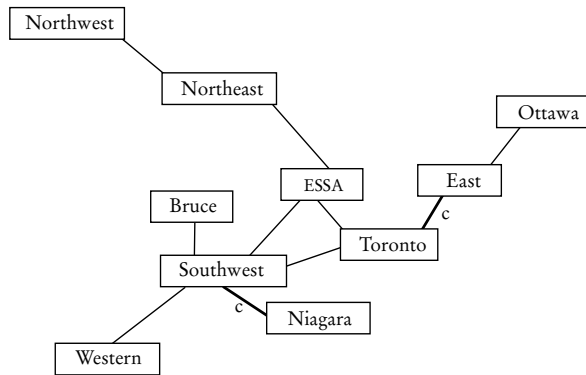
El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión. Se observa una disminución del precio de la energía en la costa este de PJM (esto es, se arbitran los precios bajos del oeste a los del este). La gráfica 2 muestra la evolución de los precios nodales de PJM en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan diferencias considerables debido a la alta congestión. El nodo 2 situado en el este presenta el precio nodal más alto (100 dólares). En promedio, los precios nodales ascienden a 53.64. También se observa que la convergencia de los precios nodales ocurre pronto a lo largo de nueve periodos. El precio promedio después de la convergencia es 17% menor comparado con el precio inicial promedio de los 17 nodos.

La expansión de la red de PJM experimenta un comportamiento dinámico similar: se expande en gran medida durante los primeros nueve periodos y después el crecimiento es relativamente pequeño. Los nodos N2, N4 y N8 (situados en el este de PJM) experimentan una disminución más pronunciada. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a 43.11 dólares, lo que representa un decrecimiento de 20% respecto al primer periodo de la simulación. En nueve periodos, el promedio de los precios nodales para 15 nodos decrece a una tasa de 3.2%, mientras que los nodos N10 y N12 (situados en el oeste de PJM) crecen a una tasa de 9%. El incremento del precio en estos últimos dos nodos es compensando con el decremento de los precios nodales en los 15 nodos restantes.

3. Resultado del caso III. Ontario

Como se observa en la figura 5, se identificaron líneas congestionadas (c) entre los nodos (East-Toronto y Southwest-Niagara); no obstante, las líneas de transmisión restantes se encuentran en los límites de saturación. El efecto norte-sur de las líneas de transmisión provoca congestión, primero por el envío de grandes flujos de energía para abastecer los nodos situados al sur, y en segundo lugar por la conformación radial de los nodos situados en los extremos del sistema eléctrico.

FIGURA 5. Zonas congestionadas en Ontario



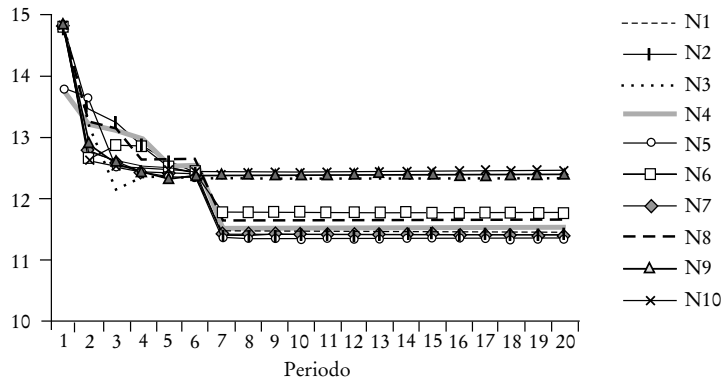
FUENTE: Elaboración propia (2011).

El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión, lo que permite la disminución del costo de la energía en la periferia del sistema (se arbitran los precios bajos de norte a sur). La gráfica 3 muestra la evolución de los precios en los nodos de Ontario en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan diferencias. El promedio de los precios nodales en el primer periodo es de 14.59 dólares. La convergencia de los precios nodales ocurre tras siete periodos. El precio promedio después de siete periodos es 15% más bajo comparado con el precio promedio al inicio de la simulación. El promedio de los nodos decrece a una tasa de 3% en los primeros siete periodos. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a 11.78 dólares, lo que representa un decremento de 19% respecto al primer periodo de la simulación. La expansión de la red experimenta un dinamismo similar a los sistemas de México y PJM. La red se expande extensivamente durante los primeros siete periodos y, después, el crecimiento es relativamente pequeño.

CUADRO 5. Resultados del enfoque regulatorio y del enfoque de maximización del bienestar

	Red no extendida			Mecanismo regulatorio híbrido			ISO benevolente		
	México	PJM	Ontario	México	PJM	Ontario	México	PJM	Ontario
Renta del productor (MioUSD/h)	1.01	6.53	0.83	1.17	6.63	0.89	1.24	6.67	0.96
Renta del productor (MioUSD/h)	0.044	0.36	0.051	0.094	0.59	0.087	0.105	0.64	0.105
Renta de congestión (MioUSD/h)	0.027	0.067	0.013	0.0072	0.01	0.00104	0.0065	0.006	0.0009
Bienestar total (MioUSD/h)	1.081	6.957	0.894	1.2712	7.23	0.978	1.3515	7.316	1.0659
Capacidad total de la red (GW)	3.01	35.8	2.52	4.432	50.83	4.536	4.76	52.83	4.74
Precio promedio (USD/ MWh)	20.4	53.64	14.59	13.54	43.11	11.78	13.5	42.97	11.72

FUENTE: Elaboración propia con base en Rosellón, Mysliková y Zenón (2011).

GRÁFICA 3. *Desarrollo de los precios en Ontario*

FUENTE: Elaboración propia.

4. Análisis del bienestar en los tres sistemas

El propósito del mecanismo simulado en este documento es promover la expansión de redes mediante la regulación de precios. Una pregunta importante es qué efecto tiene este proceso en el bienestar social. Presentamos a continuación el bienestar social derivado de los respectivos cambios en los precios nodales: en el caso sin extensión la red, al aplicar el mecanismo regulatorio híbrido, y en caso de un ISO benevolente²⁵ (que maximiza el bienestar social al incrementar la capacidad de la red) para cada uno de los tres sistemas. Las estimaciones son agrupadas en el cuadro 5 y corresponden al excedente del consumidor, excedente del productor y a la renta de congestión [ecuaciones (4)-(6)].

El bienestar social en ausencia de congestión de la red de transmisión está representado por la suma del excedente del productor y el excedente del consumidor. Sin embargo, en presencia de congestión, el bienestar social es resultado de la suma: renta de congestión más bienestar del productor y del consumidor.

El cuadro 5 agrupa información de la renta del consumidor después de la aplicación del mecanismo en las tres redes norteamericanas. Se observa un incremento en la renta del consumidor, se pagan un precio promedio más

²⁵ El ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones (7), (8) y (9) del problema bajo:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \left(\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i,t} mc_i g_i^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t)$$

bajo debido a la aplicación del mecanismo. Aun cuando hay incremento en los precios en algunos nodos, en términos absolutos, la reducción correspondiente del excedente del consumidor es compensado globalmente por el decremento de los precios en los restantes nodos.

En el caso de México, la nueva capacidad de transmisión creció 47% comparada con la capacidad inicial. Por su parte, en PJM la capacidad creció 42% y en Ontario ascendió 80%. La renta de congestión disminuye 85% en PJM, 73% en México y 92% en Ontario en los 20 periodos. En los tres casos de estudio observamos que la congestión a lo largo de los 20 periodos no desaparece pero disminuye significativamente.

Por último, en cuanto al bienestar económico, el mecanismo regulatorio genera resultados cercanos a los obtenidos con el enfoque de un ISO benevolente que maximiza el bienestar social al expandir centralmente las redes. Esto sugiere la convergencia del mecanismo al estado estacionario de Ramsey, como es sugerido en Vogelsang (2001) y en HRV. Encontramos asimismo tendencias similares de convergencia en todas las variables como sucede para el caso del noroeste de Europa (Rosellón y Weigt, 2011).

CONCLUSIONES

En este documento se simuló un mecanismo híbrido que combina un mecanismo mercado-regulatorio y restricciones técnicas para la expansión de la transmisión de las redes en México, PJM y Ontario. El mecanismo simulado utilizó una estructura que regula la maximización del bienestar de una empresa de transmisión (Transco), un mercado competitivo con precios nodales y subastas de derechos financieros de transmisión (DFT). La representación lograda integra la figura de un operador independiente del sistema (ISO) que coordina la generación y transmisión, que maximiza el bienestar social.

La aplicación del mecanismo permite redefinir el producto de la transmisión entre nodos, también conocido como transacciones “punto a punto” o DFT, en los que se confirma que garantizan los derechos de propiedad en la inversión en la expansión de la capacidad de transmisión. En la representación la regulación se aplicó por medio de un precio máximo en la tarifa en dos partes de la Transco, con lo cual se obtienen mejores resultados económicos.

La representación híbrida, una vez incluidas las restricciones regulatorias, permitió el reequilibrio intertemporal del cargo fijo y del cargo variable de manera que la Transco incrementa sus bienestar, y la renta de congestión

disminuye debido al incremento de la capacidad de la red de transmisión. La capacidad se incrementó en las líneas de transmisión lo que permitió que la energía producida de bajo costo en otras regiones fluyera por medio de las líneas expandidas para satisfacer grandes cargas de energía con altos costos de producción. El mecanismo muestra una convergencia hacia un estado estacionario de equilibrio con baja renta de congestión y alto bienestar.

En resumen, para los sistemas eléctricos analizados los resultados mostraron que —no considerando la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes ni el tipo de capacidad instalada de generación— la congestión disminuye, el bienestar social se incrementa y se converge a un estado estacionario óptimo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers (1994), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Cambridge, MIT Press.
- Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2002), “Measuring Market Inefficiencies in California’s Wholesale Electricity Industry”, *American Economic Review*, 92, 5, páginas 1376-1405.
- _____, _____ y S. Stoft (2000), “The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry”, *Rand Journal of Economics*, 31, 2, pp. 294-325.
- Bushnell, J. (1999), “Transmission Rights and Market Power”, *The Electricity Journal*, 12, 8, pp. 77-85.
- _____, _____ y S. Stoft (1997), “Improving Private Incentives for Electric Grid Investment”, *Resource and Energy Economics*, 19, 1-2, pp. 85-108.
- Cardell, J., C. Hitt y W. Hogan (1997), “Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks”, *Resource and Energy Economics*, 19, 1, pp. 109-137.
- Chao, H., y S. C. Peck (1983), “Reliability Management in Competitive Electricity Markets”, *Journal of Regulatory Economics*, 14, 2, pp. 189-200.
- Comisión Federal de Electricidad (2008), *Informe Anual 2007*, Impresión CFE.
- Gilbert, R., K. Neuhoff y D. Nerberry (2004), “Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Networks”, *RAND Journal of Economics*, 35, 4, páginas 691-709.
- Gómez, J. (1991), *Circuitos eléctricos*, Impresión Universidad de Oviedo.
- Hogan, W. (2002), “Financial Transmission Right Formulations”, JFK School of Government: Harvard Electricity Policy Group Harvard University, mimeografiado, pp. 1-55.
- _____, J. Rosellón y I. Vogelsang (2010), “Toward a Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion”, *Journal of Regulatory Economics*, 38, 2, pp. 113-143.

- Hunt, S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons Press.
- Independent Electricity System Operator (2009), "Demand-Market Prices and Electricity Pricing", IESO (<http://ieso.ca/>), 14 de julio-20 de agosto de 2009.
- Joskow, P. (2005a), "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S.", J. Griffin y S. Puller (comps.), *Electricity Regulation: Choices and Challenges*, University of Chicago Press.
- ____ (2005b), "Transmission Policy in the United States", *Utilities Policy*, 13, 2, pp. 95-115.
- ____, y J. Tirole (2000), *Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks*, MIT Press.
- ____, y R. Schmalensee (1983), *Markets of Power: An analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press.
- Kristiansen, T., y J. Rosellón (2010), "Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study", *Energy*, 35, 10, pp. 4107-4115.
- Laffont, J. (1989), *Fundamentals of Public Economics*, MIT Press.
- McGrew, J. (2003), *Federal Energy Commission*, American Bar Association Press.
- Oren, S. (1997), "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation", *The Energy Journal*, 18, 1, pp. 63-83.
- PJM Interconnection (2006), "State of the Market Report" y "Locational Marginal Pricing", *Market Monitoring Unit* (<http://www.pjm.com/>), marzo de 2007.
- Rosellón, J. (2003), "Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion", *Review of Network Economics*, 2, 3, pp. 238-269.
- ____ (2007), "An Incentive Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Mexico", *Energy Policy*, 35, 5, pp. 3003-3014.
- ____, y H. Weigt (2011), "A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks—Theory, Modeling and Application", *The Energy Journal*, 32, 1.
- ____, J. Tregear y E. Zenón (2012), "El modelo HRV para expansión óptima de redes de transmisión: una aplicación a la red eléctrica de Ontario", *Economía Mexicana*, Nueva Época 21, 1, pp. 133-173.
- ____, Z. Mysliková y E. Zenón (2011), "Incentives for Transmission Investment in the PJM Electricity Market: FTRs or Regulation (or both?)", *Utilities Policy*, 19, 1, pp. 3-13.
- Secretaría de Energía (2008), *Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017*, Impresión Sener.
- Varian, H. (1990), *Microeconomía Intermedia: Un enfoque actual*, Impresión Antoni Bosch.
- Viquería, J. (2004), *Redes eléctricas I, II y III*, Impresión Facultad de Ingeniería UNAM.
- Vogelsang, I. (2001), "Price Regulation for Independent Transmission Companies", *Journal of Regulatory Economics*, 20, pp. 141-165.