



Munich Personal RePEc Archive

# **The HRV Model for the Optimal Expansion of Transmission Networks: an Application to the Ontario Electricity Grid**

Rosellon, Juan and Tregear, Juan and Zenon, Eric

CIDE, Mexico

November 2010

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/26471/>

MPRA Paper No. 26471, posted 06 Nov 2010 08:20 UTC

# El modelo HRV para expansión óptima de redes de transmisión: una aplicación a la red eléctrica de Ontario<sup>1</sup>

Juan Rosellón<sup>a</sup>, Juan Tregear<sup>b</sup>, Eric Zenón<sup>c</sup>

<sup>a</sup>*Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), División de Economía, Carretera México-Toluca 3655, México D.F., 01270, México, and German Institute for Economic Research (DIW Berlin).*

<sup>b</sup>*Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), Programa de Doctorado en Políticas Públicas, Carretera México-Toluca 3655, México D.F., 01270, México.*

<sup>c</sup>*Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), México.*

## *Resumen*

Este documento presenta una aplicación de un mecanismo que provee incentivos para la inversión en expansión de redes en el sistema eléctrico de la provincia de Ontario. Tal mecanismo combina tanto un enfoque de mercado como uno regulatorio. Se basa en el rebalanceo de una tarifa en dos partes dentro de un contexto de mercado eléctrico mayorista a la par de fijación de precios nodales. La expansión de la red se lleva a cabo a través de subastas de derechos financieros de transmisión para las líneas congestionadas. El mecanismo se prueba para una red de transmisión simplificada de diez zonas eléctricas interconectada, diez nodos, once líneas y setenta y ocho generadores en la provincia de Ontario. La simulación se realiza en un escenario de hora pico y no pico. Considerando ponderadores de Laspeyres, los resultados muestran que los precios convergen a costo marginal de generación, la renta de congestión disminuye, y el bienestar social se incrementa.

## *Abstract*

This paper presents an application of a mechanism that provides incentives to promote transmission network expansion in the electricity system of the Ontario province. Such a mechanism combines a merchant approach with a regulatory approach. It is based on the rebalancing of a two-part tariff within the framework of a wholesale electricity market with nodal pricing. The expansion of the network is carried out through auctions of financial transmission rights for congested links. The mechanism is tested for a simplified transmission grid with ten interconnected zones, ten nodes, eleven lines and seventy eight generators in the Ontario province. The simulation is carried out for both peak and non-peak scenarios. Considering Laspeyres weights, the results show that that prices converge to the marginal cost of generation, the congestion rent decreases, and the total social welfare increases.

Palabras Clave: Transmisión eléctrica, derechos financieros de transmisión (FTRs), regulación por incentivos, problema de flujos circulares (loop flows), precios nodales.

Clasificación JEL: L51, L91, L94, Q40.

---

<sup>1</sup> Juan Rosellón agradece el apoyo del Programa Interinstitucional de Estudios sobre la Región de América del Norte (PIERAN) del Colegio de México, de la Alexander von Humboldt Foundation, y de Conacyt (p. 60334). Juan Tregear agradece el apoyo recibido por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y del Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE). Eric 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).

## 1. Introducción

En Octubre de 1998, el gobierno de la provincia de Ontario (Canadá), implementó una reforma energética a partir de la promulgación del Acta de Competencia de Energía, basada en el Libro Blanco y los trabajos del Comité de Diseño de Mercado (Adams, 2000). Esta reforma hizo una reestructuración de la industria eléctrica, en la que se abandona el esquema de monopolio natural integrado de la compañía Ontario Hydro, y se implementa un mercado libre y con promoción de la competencia en las fases de generación y distribución. La transmisión, por sus características de monopolio natural, es reconocida en esta reforma como un elemento esencial del mercado eléctrico que debe ser regulado. En la discusión previa a la reforma, se comprendió la importancia de la expansión de redes pues sin una eficiente expansión de transmisión la red eléctrica podría enfrentar problemas de congestión y aumentar significativamente el costo final de energía eléctrica, afectándose no solamente al sector eléctrico sino a toda la economía. La región de Ontario es un área con problemas de congestión, en la que existe un efecto norte-sur porque la mayor generación eléctrica se ubica al norte de la provincia, y las ciudades más pobladas al sur. Esto hace que existan problemas de congestión tanto por envío de grandes flujos de electricidad de la zona noroeste (Northwest) hacia las ciudades del sur, como también entre las grandes ciudades como Toronto, Ottawa, Niagara, al sur de la provincia. De acuerdo con la reforma energética de 1998, se previó que los propietarios de líneas de transmisión permitieran el acceso no discriminado a sus líneas, y así hacer posible que los consumidores compraran energía eléctrica de fuentes generadoras más competitivas. Asimismo, el Acta busca fortalecer las normas de medio ambiente, mejorar el marco regulatorio, crear una agencia independiente responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico, y dejar de lado las prácticas de ofertas confidenciales que se oponían a la competencia<sup>2</sup>.

No obstante, la reforma de 1998 tuvo errores de diseño y también de implementación, los cuales se vieron reflejados en problemas que afectaron a los consumidores, a los contribuyentes y al medio ambiente. Un ejemplo de ello es que los consumidores en Ontario pagan precios más altos ahora por la electricidad (Adams, 2000). La reforma también trajo un problema de falta de incentivos a la inversión. Este problema es en realidad un efecto de muchas carencias del acta, desde la incertidumbre de una fecha clara de apertura del mercado, pasando por la falta de proyectos de inversión promovidos desde el gobierno, hasta la politización de las tarifas de transmisión.

En este trabajo de investigación se aplica un mecanismo al caso de la red de transmisión de Ontario, el mecanismo propuesto por Hogan, Rosellón, Vogelsang (2010) (HRV), que promueve la inversión en redes de transmisión eléctrica mediante regulación de precios de una tarifa en dos partes para una compañía de transmisión (Transco). La expansión se logra a través de un rebalanceo intertemporal de la parte fija y variable de la tarifa. Este modelo es una adaptación del mecanismo Finsinger-Vogelsang el cual garantiza que, en cada período, el ingreso de la firma (para cantidades del período anterior y precios del período actual) sería menor que sus costos pasados para el caso

---

<sup>2</sup> Adams, 2000.

de una compañía de transmisión. La restricción regulatoria de precio tope incluye los ingresos de vender derechos financieros de transmisión así como un pago fijo. Es el rebalanceo adecuado de los dos ingresos de la tarifa la que provee los incentivos para la inversión.

El documento se organiza de la siguiente manera: la sección 2 hace una revisión de la literatura relevante relacionada a la fijación de precios e incentivos de expansión de la red eléctrica. La sección 3 está dedicada a las características del mercado eléctrico en la provincia de Ontario. En la sección 4 se describe el modelo HRV, y se analiza el problema en dos niveles tanto para la empresa Transco (alto) como para el operador del sistema (bajo). En la parte 5 se explican y analizan los resultados de la simulación del modelo. Finalmente se anotan las conclusiones.

## **2. Revisión de la literatura: fijación de precios e incentivos de expansión de la red eléctrica**

La fijación de precios en el sistema de transmisión eléctrica por sus características particulares<sup>3</sup> es una tarea compleja. Bjørndal (2000) indica que existen hasta tres costos en transmisión eléctrica que se deben tomar en cuenta para la fijación de precios: costos de congestión, pérdidas y servicios complementarios. Asimismo, en la literatura del sector eléctrico se distinguen cuatro metodologías de fijación de precios: fijación de precios nodal, zonal, uniforme, y metodología de Chao-Peck (1996).

Hogan (1992) menciona que la fijación de precios nodales busca maximizar el bienestar social tomando en cuenta las restricciones de capacidad y pérdidas, y es llevada a cabo por un operador del sistema centralizado. En este caso, el precio de la electricidad ( $P_i$ ) se iguala con el costo marginal de provisión eléctrica ( $Cmg_i$ ) en cada nodo ( $i$ ).

$$P_i = Cmg_i$$

Alternativamente, se puede aplicar una fijación de precios zonales en donde los nodos son agrupados por zonas, y se utilizan modelos simplificados para calcular la diferencia de precios entre estas zonas; en este caso, existen señales de precio para la ubicación de generadores y demanda (carga). De acuerdo con Hogan (1999b), los precios nodales están basados en los principios de eficiencia del despacho económico y tienen la ventaja de ser políticamente aceptables y auto verificables. Por su parte, los precios zonales implican una desviación del despacho óptimo y confiabilidad por la agregación de nodos y líneas de transmisión.

Otra metodología de fijación de precios en transmisión es la aplicación de un precio uniforme. Green (1998) demuestra que esta metodología reduce el bienestar social aún asumiendo que las restricciones de transmisión se manejan a través de un despacho eficiente.

Chao - Peck (1996) proponen una metodología que introduce la fijación de precios por congestión. De acuerdo a Stoft (1998) esta fijación de precios considera el uso de escasos recursos de transmisión, a la inversa de la fijación de precios nodales que considera el uso de la energía.

---

<sup>3</sup> De acuerdo a Wilson (2002) las características del sistema de transmisión son: no almacenable, equilibrio de oferta y demanda en tiempo real, restricciones físicas de redes malladas, entre otros.

Con respecto a la literatura de incentivos para la expansión de redes, existen dos enfoques importantes en la literatura de transmisión eléctrica: el regulatorio y el de mercado. El primero se basa en mecanismos regulatorios para una Transco. La firma encargada de la transmisión eléctrica es sujeta a una regulación por comparación (benchmark) o por regulación de precios que provean incentivos de inversiones de largo plazo mientras se evite la congestión. Una alternativa diferente dentro de los modelos regulatorios es el de tarifa en dos partes desarrollado por Ingo Vogelsang (2001) donde se consideran métodos sobre la regulación de estructura de precios para la transmisión eléctrica. El punto central es el uso de incentivos para invertir en expansión de la red derivado del rebalanceo de la parte fija y variable de una tarifa en dos partes.

Un segundo enfoque para expandir redes (mecanismo de mercado) trata de solucionar los problemas de congestión mediante derechos financieros de transmisión (FTRs) que distribuyen las rentas de congestión que el operador del sistema colecta (Hogan, 1992).

A partir de los dos enfoques se construye un modelo híbrido que incentiva inversión en redes utilizando una tarifa en dos partes así como subastas de FTRs (Hogan, Rosellón y Vogelsang, 2010).

### 3. El mercado eléctrico de Ontario

Ontario es la provincia más poblada de Canadá, aproximadamente 12 millones de personas viven en esta provincia dentro de un área de 1`076,395 km<sup>2</sup>. Las principales fuentes de energía que existen en esta provincia es la energía nuclear, hidráulica y termal. La distribución porcentual aproximada de las fuentes de energía que existen en Ontario se muestra en la tabla 1.

**Tabla 1. Tipo de plantas eléctricas en Ontario**

Tipo de Planta	% del Total
Nuclear	45%
Hidráulica	20%
Carbón	20%
Gas Natural	10%
Diesel	4%
Otros	1%

Fuente: Elaboración propia con información de OEB

El precio promedio de la electricidad por hora fue de \$24.28/MWh para el verano del año 2009. Este precio es 49.7% menor que el precio del verano anterior. La demanda total para Ontario en el verano del año 2009 ascendió a 67.2TWh, siendo la producción anual de aproximadamente 146 TW/h. Asimismo, las exportaciones e importaciones netas fueron 5.0TWh y 3.4TWh. La propiedad de la transmisión eléctrica se encuentra en manos públicas en casi su totalidad. Además, el sistema de Ontario actualmente no se encuentra integrado verticalmente, y existe un único generador público y, en menor proporción, pequeños generadores privados, un transmisor que concentra el 97% de las líneas, 300 municipios distribuidores, y también

existen múltiples comercializadores que están desintegrados horizontalmente.

En la provincia de Ontario el Ministerio de Energía e Infraestructura<sup>4</sup> (MEI) es el encargado de la construcción de escuelas, tránsito público, hospitales y facilidades de generación y líneas de transmisión de energía. Una de las mayores prioridades es asegurar que las necesidades de energía en Ontario sean provistas de una manera sustentable.

Las principales agencias responsables del sector eléctrico en Ontario, son:

- i. Hydro One (HO)
- ii. Independent Electricity System Operator (IESO)
- iii. Infrastructure Ontario (IO)
- iv. Ontario Energy Board (OEB)
- v. Ontario Power Authority (OPA)
- vi. Ontario Power Generation (OPG)

HO es una compañía que opera la mayor parte de las líneas de transmisión en la provincia de Ontario. También sirve como una compañía de distribución local de electricidad en algunas áreas de la provincia. IESO es el operador del sistema responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico de Ontario y pronostica la demanda y oferta de electricidad. También opera el mercado eléctrico al por mayor, solucionando la falla de competencia a través de mercados emergentes. IO es una corporación del gobierno de Ontario dedicada a la renovación de infraestructura en Ontario. OEB es el regulador provincial que tiene como función establecer y hacer cumplir las “reglas de juego” relacionadas a los costos de suministro, modalidades de transmisión, condiciones de seguridad, confiabilidad, etc., de las compañías de transmisión. OPA es responsable de la confiabilidad y sustentabilidad de la oferta eléctrica para Ontario. Esta tarea permite la coordinación de un sistema eléctrico de largo plazo, permite planear y asegurar la inversión de recursos de acuerdo a las necesidades de oferta eléctrica. Por último, OPG es una compañía de generación eléctrica de la provincia de Ontario. Cuenta con estaciones hidroeléctricas, nucleares y fósil que generan el 70% de electricidad en Ontario.

### **3.1 Arquitectura de mercado**

En Ontario existen seis compañías de transmisión eléctrica, siendo Hydro One la más importante por su participación en el mercado (97%). Esta es una compañía que nace de la separación del antiguo monopolio Ontario Hydro, y se trata de la más grande transmisora de energía eléctrica en términos de kilómetros de líneas, consumidores e ingresos. Cuenta con aproximadamente 29,000 kilómetros de líneas que atraviesan la provincia cubriendo unos 640,000 km<sup>2</sup>. Suministra energía a 113 grandes consumidores y a 93 compañías de distribución eléctrica local. A lo largo de sus líneas de transmisión existen 274 estaciones, y se interconectan con otras regiones como Manitoba, Minnesota, Michigan, New York y Quebec. Las otras 5 compañías de transmisión son: Great Lakes Power, Canadian Niagara Power, Five Nations Energy, Cat Lake Power Utility, y Niagara West Transformation Corporation.

---

<sup>4</sup> Página Web: [www.mei.gov.on.ca](http://www.mei.gov.on.ca)

De acuerdo a la información del IESO, Ontario se divide en diez 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). Estas zonas se definen por sus características eléctricas y sus relaciones de transmisión de flujo de energía; como se detalla más adelante en este documento, en estas zonas se agrupan nodos que son objeto de congestiones.

### 3.2 Determinación de precios

En la actualidad el precio de la electricidad en Ontario se establece y se regula por mandato de las autoridades de la provincia (IESO, OPA, OEB, y Ontario Ministry of Energy and Infrastructure (OMEI)). Como lo demuestra Vegh (2010), estas agencias fijan el precio de la electricidad, y aunque la oferta y demanda juegan un rol en esta determinación, en realidad su influencia es muy pequeña. En otras palabras, son las agencias, y no el mercado, las que determinan el precio. El precio de la electricidad se subsidia a través de la regulación para promover consumo (y no para la conservación del medio ambiente) y eliminando las señales de precio volátil. El precio de la electricidad en Ontario tiene varios componentes. El primer componente es el precio de mercado al por mayor pagado por la electricidad, el cual es el precio que limpia el mercado cada hora (al menos inicialmente) y que se paga a los generadores de electricidad. Este precio también se denomina como el costo marginal de electricidad (hourly Ontario electricity price - HOEP). Sin embargo, hay coberturas y defensas de parte del gobierno y otras acciones que mitigan el impacto del HOEP. Estas acciones afectan las señales de precios que son enviadas tanto a oferentes como a consumidores. A los primeros se les envía señales acerca del valor relativo de inversiones en generación de electricidad, y a los segundos, se les envía una señal sobre alternativas de consumo eléctrico.

En el mercado eléctrico de Ontario existen dos grandes oferentes de electricidad: OPG, a cargo del gobierno; y generadores del sector privado. Ninguno de estos actores confía en el precio de la electricidad como una señal para inversiones. OPG recibe un pago regulado por la energía nuclear e hidráulica producida. Tanto el sector privado como OPG negocian con la autoridad (OPA) la inversión de facilidades para nueva generación a través de contratos. Aproximadamente la mitad de la capacidad de generación de OPG consiste en capital hidráulico y nuclear, la cual recibe un precio fijo anual por kilowatt/hora, y que, por definición, no tiene relación con el HOEP<sup>5</sup>. El motivo principal para fijar este precio es asegurar que el precio no sea el de mercado; es decir, la mitad del precio fijado para el capital de OPG se determina por un análisis que no tiene relación con el precio de mercado.

Hasta abril de 2009, un 35% del capital de OPG estuvo sujeto a un ingreso fijado por el gobierno. Si OPG recibía un precio promedio de energía del mercado al por mayor que significara ingresos mayores que el ingreso tope, entonces el exceso se retornaba al consumidor. Como ejemplo podemos citar algunas cifras oficiales: en el año 2007 el precio límite de OPG fue 4.7cents/kWh, en mayo de 2008 el precio ascendió a 4.8cents/kWh. Del 1 de Noviembre de 2006 al 31 de Octubre de 2007 se devolvieron

---

<sup>5</sup> HOEP es determinado por regulación del gobierno a través de la agencia reguladora.

aproximadamente \$211 millones a los consumidores. El componente del precio regulado y el ingreso tope representó el 85% de la energía ofrecida por OPG, mientras que sólo el 15% de la energía de OPG se fija por HOEP. Por tanto, los consumidores pagan en gran parte el precio regulado por el consumo de energía ofrecida por OPG.

Por su parte, desde el año 2005 todas las inversiones privadas en Ontario han recibido dinero público como garantía. Este dinero proviene de OPA quien tiene la obligación de comprar energía de acuerdo al Integrated Power System Plan (IPSP). A Julio de 2009, OPA manejaba 10,579 MW de capacidad de generación (la tercera parte de la capacidad de generación en Ontario). OPA paga a los generadores por la energía a través de contratos de energía de largo plazo, y recoge sus costos bajo estos contratos de consumidores mediante un mecanismo llamado Global Adjustment Mechanism (GAM).

El cálculo del GAM es complejo y refleja en gran parte los costos de los pagos por capacidad que los generadores requieren para invertir en Ontario, los cuales no están reflejados en el precio de mercado. Por tanto, el GAM se comporta en la dirección opuesta del HOEP. Así, cuando el HOEP es relativamente alto, el GAM es relativamente bajo, y viceversa.

El tratamiento regulatorio de la oferta tiene impactos directos en las señales de precios que se envían a los consumidores quienes pagan un precio mixto que refleja el HOEP ajustado por la regulación, el precio tope pagado a OPG y el pago contractual hecho por OPA a los generadores del sector privado. Este precio mixto reproduce una señal confusa, donde el rol del HOEP queda disminuido o perdido. Por ejemplo el operador del sistema determinó en el 2006 que el efecto de este precio mixto es una protección regulatoria del 81% al consumidor. Es decir, por \$1/MWh de incremento en el HOEP, los consumidores reciben una reducción del cargo (o un crédito) a través del GAM de \$0.81/MWh; es decir, sólo se traslada un incremento de \$0.19 por MWh al gasto del consumidor. El HOEP va a continuar decreciendo en el tiempo de acuerdo a lo planeado por la OPA para incentivar nueva oferta. Así, en Septiembre de 2009, los consumidores pagaron un HOEP de 3.15cents/kWh más un adicional de 2.63cents/kWh por GAM.

Por su parte, la OEB también juega un rol importante al determinar un precio al capital de OPG. Para ello, la OEB desarrolla una fórmula para fijar precios a pequeños consumidores mediante un pronóstico de precios y un mecanismo suavizador trimestral.

### **3.3 Mecanismo de expansión de redes**

El mecanismo que se utiliza para expansión de redes de transmisión en Ontario es de planificación tradicional. Se utiliza un modelo de fijación de tasa de retorno del capital (incentivo de bajo poder), por la cual se fija una tasa que asegure al inversionista el retorno de su capital. Asimismo, los planes de expansión de red en Ontario (y otras provincias de Canadá como British Columbia, Alberta y Quebec) incluyen necesariamente la presentación de un plan de generación de energía. Esto es, los proyectos de generación y transmisión están vinculados entre sí. No se pueden construir líneas de transmisión si antes no se demuestra recursos de generación que pueden utilizarse a futuro<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> El modelo aplicado es del tipo BEERON (Build Everything Everywhere Regardless of Need).



#### 4. Modelo híbrido de Hogan, Rosellón y Vogelsang - HRV

El modelo HRV combina enfoques de mercado y regulatorio en un ambiente donde los oferentes (generadores) y demandantes (usuarios del servicio eléctrico) no tienen incidencia en la determinación de los precios de mercado. Es importante mencionar que para combinar estos dos enfoques se hace una redefinición del producto de la transmisión eléctrica en términos de los Long Term Financial Transmission Rights (LTFTRs) que son definidos entre nodos. Así, un LTFTR es concebido como una obligación financiera del producto de la transmisión punto a punto.

Dada esta redefinición ‘punto a punto’ del producto de la transmisión eléctrica, se aplica el mecanismo de precios tope mediante una tarifa en dos partes (Vogelsang 2001). El modelo no considera supuestos previos sobre el comportamiento de la función de costos y demanda de transmisión. Asimismo, la topología de la red (todos los nodos y enlaces) está dada, y se esperan cambios en la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica.

En este modelo, existe una empresa dueña de la red llamada Transco, que maximiza sus beneficios de forma 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 FTRs basado en precios nodales. En el modelo HRV se tiene una sucesión de subastas en cada período  $t$ , donde los participantes compran y venden LTFTRs.

Luego de redefinir el producto de una Transco en términos de FTRs, la secuencia de acciones llevadas a cabo queda de la siguiente<sup>7</sup>:

- 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. Basado 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 FTR punto a punto, basado en la capacidad de la red disponible.
- iv. El ISO maneja el despacho actual de acuerdo a la ubicación del precio marginal, colecta el pago de cargas y paga al generador. La diferencia de estos dos valores representa las rentas de congestión del sistema que es redistribuido a los poseedores de los FTRs.
- 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 caso la Transco no fija los precios, sino sólo hace disponible la capacidad.

##### 4.1 Problema de nivel alto

En el nivel alto la Transco busca maximizar sus beneficios dado la restricción de precio tope. La función objetivo de la Transco es igual a la sumatoria de los ingresos por subasta de FTRs (pagos variables) más los ingresos por transmisión (pago fijo) menos los costos por expandir la red.

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[ \sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^t(k) + F^t N^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t) \right] \quad \text{función objetivo Transco (1)}$$

<sup>7</sup> Rosellón and Weigt, (2007).

Sujeto a la restricción presupuestaria de precio tope:

$$\frac{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^w(k) + F^t N^t}{\sum_{ij} \tau_{ij}^{t-1}(k) q_{ij}^w(k) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI + X \quad \text{restricción regulatoria} \quad (2)$$

Donde:

$\tau_{ij}^t(k)$  : precio de subasta por FTR entre el nodo  $i$  y  $j$

$q_{ij}^t(k)$  : FTR entre el nodo  $i$  y  $j$

$F^t$  : pago fijo a determinar en el modelo.

$N^t$  : número de consumidores

$c(k_{ij}^t)$  : costo de capacidad de transmisión entre el nodo  $i$  y  $j$ )

En el lado izquierdo de (2) tenemos un cociente ponderado a través de la regla Laspeyres, cuyo numerador representa la sumatoria de ingresos variables y fijos del período actual y en el denominador tenemos la misma sumatoria de ingresos variables y fijos pero considerando precios del período anterior. Esta relación de ingresos no puede ser mayor que la unidad más la inflación (RPI) y un factor de eficiencia establecido (X). Al resolver este problema de optimización, se obtiene la condición de primer orden:

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

Abstraemos por simplicidad el problema de la distribución de los FTRs entre los participantes del mercado (demandantes de carga y generadores). Por ello, se reescribe el modelo de la siguiente manera:

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[ \sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t + F^t N^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t)) \right] \quad (1) \text{ ajustada}$$

Tener expresada la función objetivo de la Transco de esta forma es conveniente para la conexión con el nivel bajo del modelo. A su vez, reescribimos la restricción regulatoria de precio tope en similares términos, reemplazando los ingresos de FTRs por los ingresos de rentas de congestión:

$$\frac{\sum_{ij} (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F^t N^t}{\sum_{ij} (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI + X \quad (2) \text{ ajustada}$$

De este nivel (alto) notamos que una expansión de la red conlleva a una reducción en las rentas de congestión del sistema y, por tanto, podría reducir los beneficios de la Transco. Sin embargo, dado este mecanismo de regulación en dos partes, la Transco compensa la disminución de ingresos por subastas (el pago variable) aumentando el pago fijo hasta que el rebalanceo de ambas partes reduce la congestión, hasta el punto donde el costo marginal de capacidad para nueva transmisión converge al costo de la congestión esperada.

## 4.2 Problema de nivel bajo

En el nivel bajo hay un operador del sistema (ISO), que busca maximizar el beneficio social dadas las restricciones de generación, capacidad y balance de energía. Además, suponemos que el ISO maneja las ventas en el mercado en un contexto de competencia perfecta, donde la demanda es lineal y el costo marginal de generación es constante:

$$\max_{d,g} W = \sum_{i,t} \left( \int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i,t} mc_i g_i^t \quad \text{función objetivo del ISO} \quad (4)$$

Sujeto a tres restricciones:

$$g_i^t \leq g_i^{t,\max} \quad \forall i,t \quad \text{restricción de generación al nodo } i \quad (5)$$

$$|pf_{ij}^t| \leq k_{ij}^t \quad \forall ij \quad \text{restricción de flujo de línea entre } i,j \quad (6)$$

$$g_i^t + q_i^t = d_i^t \quad \forall i,t \quad \text{restricción de balance de energía al nodo } i \quad (7)$$

Donde:

$d_i^t$ : demanda en tiempo t, nodo i.

$g_i^t$ : generación en tiempo t, nodo i.

$mc_i$ : costo marginal de generación.

$pf_{ij}^t$ : flujo de energía del nodo i al j.

$k_{ij}^t$ : capacidad de línea entre nodo i y j.

$p(d_i^t)$ : demanda inversa.

Los flujos de energía son bidireccionales; es decir, cumplen que el flujo del nodo i al j es igual al negativo del flujo j al i:  $pf_{ij}^t = -pf_{ji}^t$ . De allí, la inyección neta a la red puede ser derivada como la suma neta de ingresos y salidas de flujo de energía a un determinado nodo:  $q_i = \sum_j pf_{ij}^t$ .

## 4.3 Dinámica entre el nivel alto y el bajo

El nivel alto y bajo del modelo se relacionan entre sí, pues simultáneamente se encuentran las variables relevantes. En el nivel alto se encuentra la capacidad ( $k$ ) y el cargo fijo ( $F$ ), mientras que en el nivel bajo se encuentran las variables demanda ( $d$ ) y generación ( $g$ ) e, implícitamente, también se obtiene el precio óptimo ( $p$ ). Previo a esta fase, el modelo (a través del ISO) define la solución de menor costo para la configuración de la red y también para obtener los insumos de la restricción reguladora. En el nivel alto se maximiza la función objetivo de la Transco. Dentro de los ingresos variables se toma en cuenta los datos de demanda y generación por cada nodo para el tiempo t multiplicados cada uno por los precios que limpian el mercado (precios nodales), y también se considera un pago fijo  $F$  (a ser determinado en la optimización) multiplicado por el número de consumidores del sistema. Igualmente, se incluyen los datos de costos de capacidad para completar la función de beneficio. Al mismo tiempo, el ISO

maximiza el bienestar social, considerando los precios y la demanda del período  $t$  menos los costos marginales de generación sujeto a la capacidad del período actual, la restricción de generación y el balance de energía. Al realizarse simultáneamente estas dos optimizaciones, los precios nodales varían de acuerdo a la restricción regulatoria. En el largo plazo estos precios convergen a un óptimo estable (de Ramsey) reduciendo congestión en cada período.

## **5. Simulación de expansión de la transmisión para la red de Ontario**

### **5.1 Datos**

Los datos utilizados para este estudio se han obtenido de fuentes públicas como son las distintas bases de datos publicadas en la página de Internet del operador del sistema (IESO)<sup>8</sup> y del regulador en la provincia de Ontario. Se recopilaron datos relacionados con zonas eléctricas, nodos, nombre de generadores, tipo de tecnología, capacidad de líneas de transmisión, generación máxima, demanda, costos de generación y precios de oportunidad.

Además, se diseñó una regla o algoritmo para agrupar y depurar de datos. Esta tarea es necesaria para obtener una arquitectura de red simplificada. De acuerdo al IESO, consideramos 10 zonas eléctricas y agrupamos a todos los nodos que se encuentran en ella para formar un nodo principal. De la misma forma, agrupamos líneas de transmisión y asociamos a cada nodo principal todos los generadores de su zona eléctrica. El siguiente paso fue asociar a los nodos principales los datos de tecnología y capacidad de generadores, capacidad de líneas de transmisión, demanda, costos de generación y precios de oportunidad. En esta sistematización de la información fue necesario tomar en cuenta restricciones de información<sup>9</sup>.

### **5.2 Topología de la red**

La topología de red simplificada sobre la cual se corrió el modelo se muestra en la Figura 1. Resulta de la agregación de nodos, líneas y demandas en las 10 zonas eléctricas para conformar grandes nodos o “hubs”.(Ver tabla 2)

### **5.3 Condiciones iniciales**

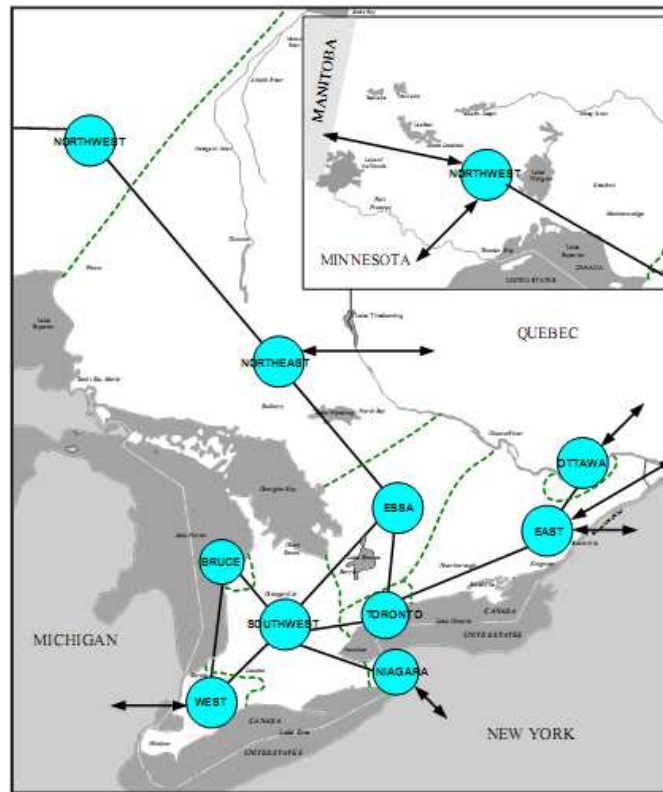
En la tabla 3 se muestran las características iniciales de la red asumidas para la simulación. Los valores de referencia para las simulaciones del modelo son aquellas variables básicas que caracterizan a la red eléctrica de Ontario. (Ver tabla 4)

---

<sup>8</sup> Página web: [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca)

<sup>9</sup> Estas restricciones se pueden dar porque no existe información o porque los datos que se tienen son agregados y poco útiles.

Figura 1. Topología de Red Simplificada- Ontario



Fuente: OEB

Tabla 2. Nodos agregados, zonas eléctricas y número de nodos.

Nº NODO AGREGADO	ZONA	Nº NODOS
1	Northwest	26
2	Northeast	42
3	ESSA	2
4	Ottawa	2
5	East	13
6	Toronto	10
7	Bruce	2
8	Southwest	9
9	Niagara	4
10	West	8
<b>TOTAL NODOS</b>		<b>118</b>

Fuente: Elaboración propia con información de OEB

**Tabla 3. Características iniciales de la red para la simulación**

<b>Valores de Simulación</b>	
Nodos	10
Número de períodos	20
Costo	Lineal
Función de costos	$c'_{ij} = c_0 \cdot (k'_{ij} - k'_{ij}{}^{t-1})$
$C_0$ (Costos expansión de línea)	130 \$/MW
Demanda	Lineal
Asumimos elasticidad	-0.25

Elaboración propia

**Tabla 4. Valores de Referencia - Ontario**

---

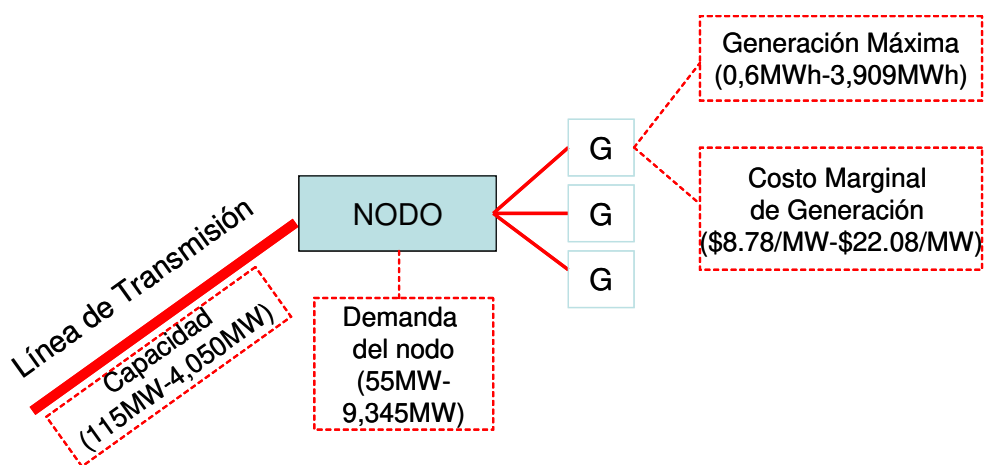
<b>Total de zonas eléctricas</b>	10
<b>Número de generadores</b>	70
<b>Número de generadores por zona</b>	1 a 15
<b>Generación máxima:</b>	0,6 MW/h a 3,909MW/h
<b>Costo marginal de generación</b>	8.78\$/MW a 22.08 \$/MW
<b>Demanda total (pico)</b>	24,005 MW
<b>Demanda por zona</b>	55 MW a 9,345MW
<b>Capacidad de la línea</b>	115 MW a 4,050 MW

---

Elaboración propia con información de la base de datos

Además, en la Figura 2 se detalla el esquema de las variables necesarias y sus valores concretos para la simulación. Cada nodo tiene asociado su máxima capacidad de generación, una demanda referente, el costo de generación por MW, así como la capacidad de la línea de transmisión que lo conecta con otros nodos.

Figura 2. Esquema detallado de variables para simulación



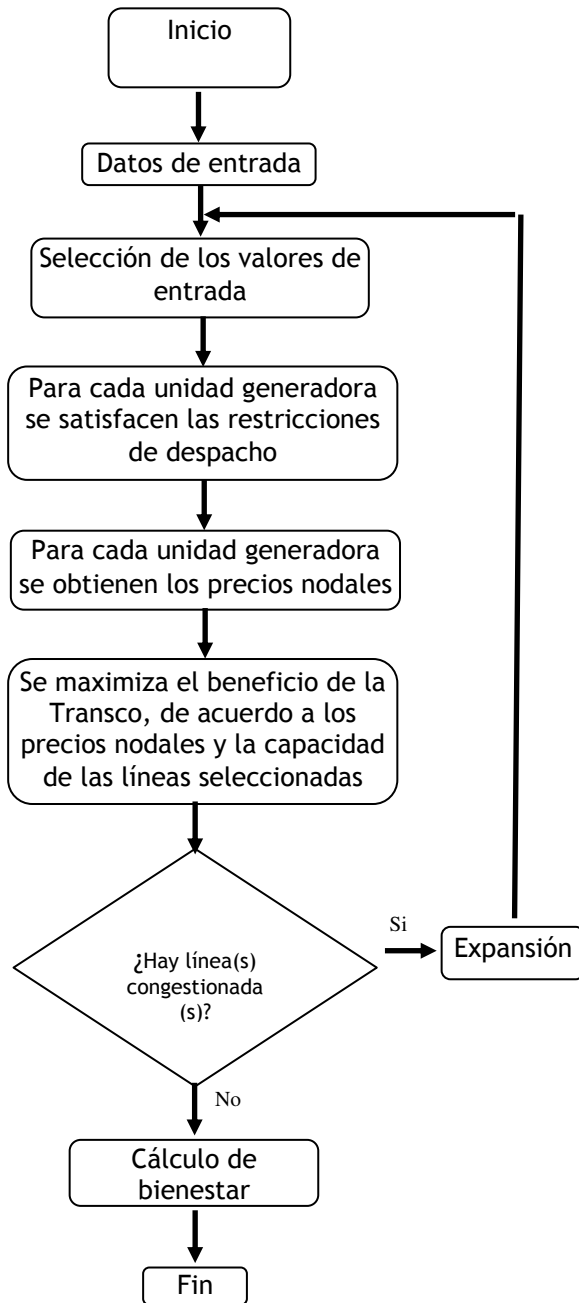
Elaboración propia.

#### 5.4 Simulador

El simulador está construido con base en lenguaje de programación “C” y el cálculo del bienestar es almacenado en una hoja de cálculo Excel. Adicionalmente se ingresan los datos en formato de “blog de notas” en entorno Windows XP. Los pasos del simulador se abrevian en la Figura 3, donde se describe el algoritmo utilizado para resolver el modelo detallado anteriormente. En este algoritmo se resuelve en primera instancia 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.

Los problemas de congestión potencial, en un escenario de hora pico, se presentan entre los nodos de Northwest-Northeast, Toronto-East, y Bruce-West. En la figura 4 las líneas resaltadas en rojo son las redes congestionadas. Cabe precisar que después de la corrida del modelo, muchas otras líneas están casi a su máxima capacidad (en la Figura 4 resaltadas en amarillo). Estos son los casos de los nodos Bruce-Southwest, y Southwest-Niagara. En un escenario de hora no pico también se detectaron problemas de congestión, aunque no tan graves. Los nodos Northwest-Northeast, Toronto-East, Bruce-Southwest, y Southwest-Niagara son los congestionados. (Ver figura 5)

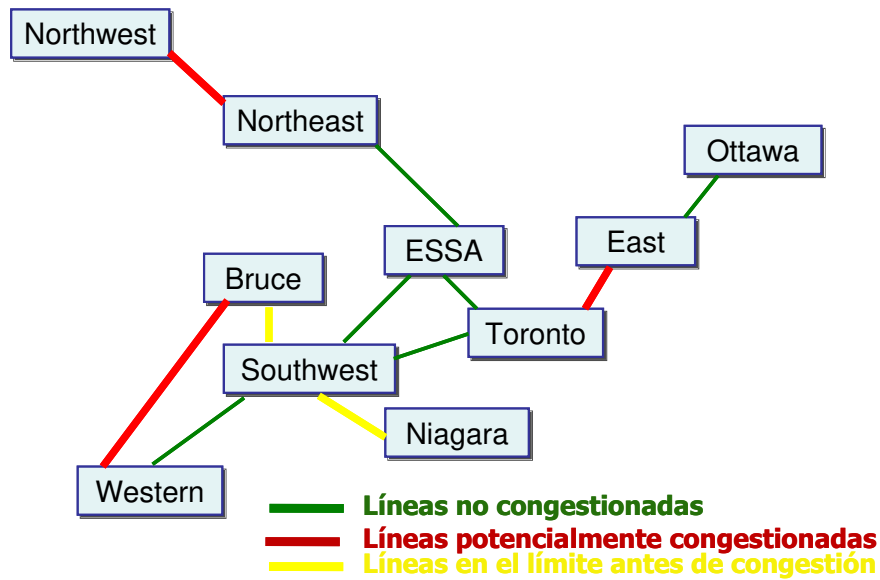
Figura 3. Pasos del Simulador Operativo



Elaboración: Eric Zenón y Juan Rosellón.

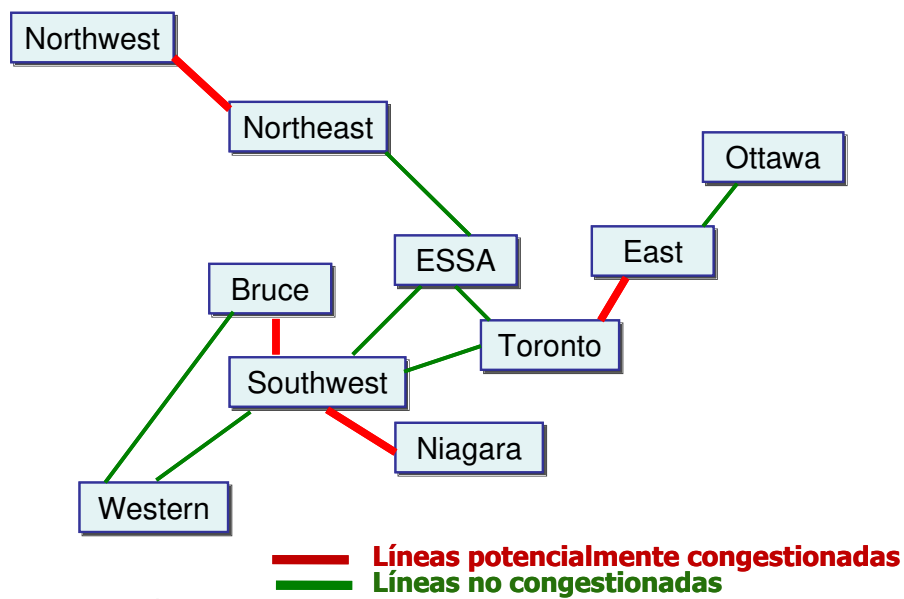


Figura 4. Congestión en la red simplificada de Ontario, hora pico



Elaboración propia con resultados del simulador

Figura 5. Congestión en la red simplificada de Ontario, hora no pico



Elaboración propia con resultados del simulador

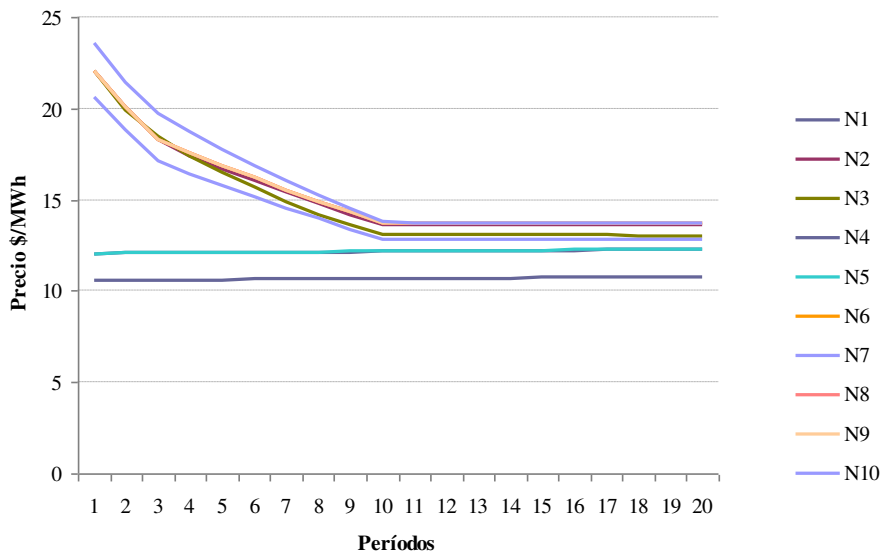
### 5.5 Resultados - tendencia de precio

La Figura 6 muestra la convergencia de los precios iniciales hacia un precio óptimo durante 20 períodos en un escenario de hora pico. En el primer período los precios nodales difieren sustancialmente debido a que algunas líneas están sujetas a altos niveles de congestión.

Con excepción de los nodos 1 y 5 correspondientes a Northwest y East respectivamente, todos los demás nodos empiezan con altos precios nodales (casi \$25/MWh). En el primer período el precio más bajo corresponde al nodo Northwest (\$10.57/MWh) y el precio más alto está en West (\$23.53/MWh) siendo el promedio de precios nodales para el primer período de \$18.92/MWh. Sin embargo, ocurre una rápida convergencia de precios nodales llegando a su óptimo en el período 7. El precio promedio después de los primeros siete períodos es de \$12.95/MWh, equivalentes a 31.56% más bajo comparado con el promedio de precios nodales con que se inició la simulación.

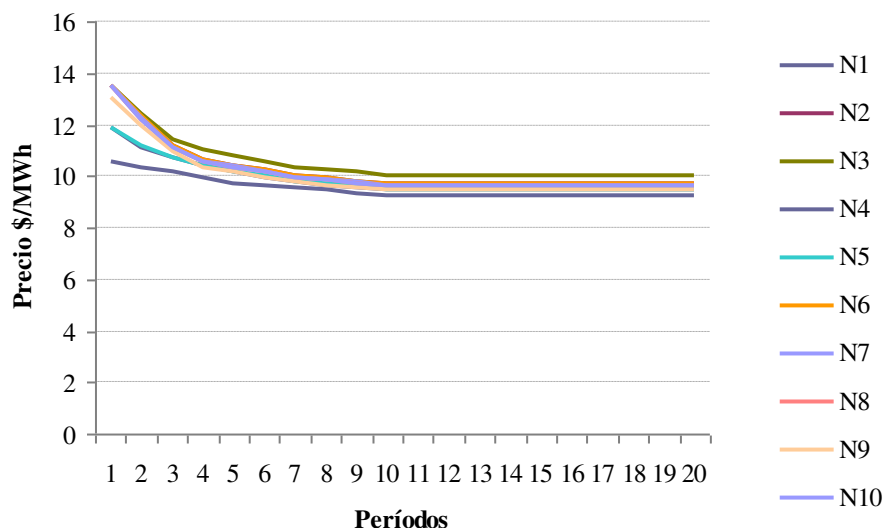
En un escenario de hora no pico las tendencias de convergencia son similares, siendo el precio promedio óptimo de \$9.6/MWh, equivalente a 25% más bajo comparado con el promedio de precios nodales inicial. (Ver figura 7)

**Figura 6. Tendencia de Precios en Ontario, hora pico**



Elaboración propia con información y resultados del simulador.

Figura 7. Tendencia de Precios en Ontario, hora no pico



Elaboración propia con información y resultados del simulador.

### 5.6 Resultados: propiedades de bienestar

Para determinar si los resultados obtenidos de la aplicación del modelo HRV al caso de Ontario implican incrementos deseables en bienestar, comparamos estos con los resultados de la red sin extensión (situación inicial) y también con los resultados de un modelo en el cual existe un operador del sistema benevolente<sup>10</sup> (ISO) que maximiza bienestar, administra la capacidad de las líneas y elige las variables relevantes. En las Tablas 5 y 6 hacemos la comparación para escenarios de demanda pico y no pico, respectivamente. En hora pico, el bienestar del consumidor y del productor aumentan significativamente con la aplicación del enfoque regulatorio, crecen en 84% y 43% respecto a la situación inicial. Así, el bienestar social asciende 77% después del tratamiento de las redes. Además, se observa que los niveles de bienestar del consumidor, productor y social convergen al óptimo de bienestar obtenido en el modelo de ISO benevolente. Otro resultado importante es el aumento significativo de la capacidad total de la red. De acuerdo a los resultados de nuestro modelo, la red tendría que expandirse prácticamente el doble de su situación inicial para disminuir congestión y balancear el sistema, y este efecto se ve reflejado en la disminución de la renta de congestión (88%).

<sup>10</sup> Este modelo se construye como un benchmark para evaluar numéricamente la convergencia de propiedades de bienestar del mecanismo HRV. El ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones (5), (6) y (7) del problema bajo:

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

**Tabla 5. Comparación del enfoque regulatorio con el status quo y la maximización de bienestar, hora pico**

	<b>Red no extendida</b>	<b>Enfoque regulatorio</b>	<b>Maximización del bienestar</b>
Renta del Consumidor (MIOUSD/h)	0,738	1,36	1,64
Renta del Productor (MIOUSD/h)	0,072	0,103	0,124
Renta de Congestión (MIOUSD/h)	0,0173	0,00192	0,00137
Bienestar total (MIOUSD/h)	0,8273	1,46492	1,76537
Capacidad de la red total (GW)	2,21	4,6573	5,2443
Precio Promedio (USD/MWh)	18,9231	12,9509	12,82

En un escenario de hora no pico, los resultados siguen la misma tendencia aunque con un efecto menor. Por ejemplo, el excedente del consumidor sólo aumenta en casi 9%. En cambio, el excedente del productor si registra un aumento considerable de 66% con lo cual se obtiene un incremento de bienestar social positivo. Se observa que los niveles de bienestar obtenidos de la aplicación del modelo HRV en hora no pico también convergen al óptimo de bienestar obtenido en el modelo de maximización de bienestar. Las rentas de congestión en un escenario de demanda baja se reducen en 91% producto básicamente de la expansión de la red en un porcentaje similar. (Ver tabla 6)

**Tabla 6. Comparación del enfoque regulatorio con el status quo y la maximización de bienestar, hora no pico (valores referenciales al periodo anterior)**

	<b>Red no extendida</b>	<b>Enfoque regulatorio</b>	<b>Maximización del bienestar</b>
Renta del Consumidor (MIOUSD/h)	0,763	0,83	0,92
Renta del Productor (MIOUSD/h)	0,0474	0,079	0,093
Renta de Congestión (MIOUSD/h)	0,0121	0,00098	0,00092
Bienestar total (MIOUSD/h)	0,8314	0,90998	1,01392
Capacidad de la red total (GW)	2,2132	4,2292	4,4332
Precio Promedio (USD/MWh)	12,8527	9,606	9,54

## 6. Conclusiones

Este documento presenta una aplicación de un mecanismo combinado (de mercado y regulatorio) para la expansión óptima de las redes de transmisión en la provincia de Ontario, Canadá. El modelo se basa en la maximización de beneficios de una Transco regulada mediante una restricción de precios tope sobre una tarifa en dos partes. Además, se basa en una estructura de mercado competitivo para la venta al por mayor con precios nodales y FTRs.

La restricción regulatoria permite rebalanceo entre el pago fijo y variable para que la Transco mantenga sus beneficios cuando las rentas de congestión disminuyen debido al incremento de la capacidad de la red. Se utilizan ponderadores de Laspeyres en la tarifa de dos partes. El mercado de venta al por mayor es operado por un operador independiente que coordina tanto generación como transmisión y maximiza el bienestar social. Los FTRs determinan la necesidad de invertir en nueva capacidad de transmisión.

El mecanismo aplicado para la simulación toma los precios nodales arbitrarios y promueve su convergencia hacia un precio de equilibrio con menor renta de congestión y alto bienestar social. Así, el incremento de la capacidad de transmisión permite que fluya energía de bajo costo a las zonas con alta demanda y con generación de energía más cara. Por tal razón, el mecanismo se aplica a zonas congestionadas y demanda creciente como la provincia de Ontario, en donde no existen mecanismos eficientes que promuevan una adecuada expansión de las líneas de transmisión y, más aun, donde los mecanismos de determinación de precios de la electricidad tienen poco que ver con elementos de mercado.

Se construyó una topología de red simplificada para la provincia de Ontario, con 10 zonas eléctricas interconectadas, 10 nodos, 11 líneas y 78 generadores. Se prueba el mecanismo en dos escenarios: hora pico y hora no pico de demanda. En la situación inicial se observa una red con problemas críticos de congestión, tanto en la zona norte como en la zona sur.

Los resultados de la simulación de datos muestran que la aplicación del mecanismo HRV promueve inversión para expandir redes de transmisión eléctrica en la provincia de Ontario. Los consumidores pagan menos costos de congestión a medida que se expande la red, por lo que las rentas de congestión van disminuyendo. Los precios son muy variables y elevados en los primeros períodos en la hora pico debido a los altos costos de generación y la alta demanda que produce congestión en las líneas, pero después del período 7 siguen una tendencia de convergencia de los precios al costo marginal. El bienestar del consumidor, productor y social aumentan. La red se expande prácticamente al doble de su situación inicial para disminuir congestión, y balancear el sistema. Este efecto se ve reflejado en la disminución de 88% en las rentas de congestión. En un escenario de hora no pico, los resultados siguen la misma tendencia aunque no tan significativos como en la hora pico. Con estos resultados se demuestra para el caso de Ontario la compatibilidad de los enfoques de mercado y regulatorio dentro del modelo HRV. La tarifa tope regulatoria se convierte en un fuerte incentivo para eliminar congestión y rebalanceo del sistema de transmisión eléctrico. El mecanismo combinado HRV mejora los resultados con respecto al diseño de planeación tradicional para expansión de redes de transmisión. El estudio del diseño institucional, de los agentes que intervienen en la hechura de la política eléctrica, así

como la factibilidad de implementación de este mecanismo en la provincia de Ontario sería el siguiente paso para la adopción práctica de este modelo dentro de un diseño de política pública.

## Bibliografía

- Adams, T. (2000) "From Promise To Crisis: Lessons for Atlantic Canada From Ontario`s Electricity Liberalisation", Atlantic Institute for AIMS, November.
- Bjørndal, M. (2000) "Topics on Electricity Transmission Pricing", PhD-thesis, Norwegian School of Economics and Business Administration, February.
- Bushnell, J., and S. Stoft, (1996) "Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime", *Journal of Regulatory Economic*, 10, 61-79.
- Bushnell, J., and S. Stoft, (1997) "Improving Private Incentives for Electric Grid Investment", *Resource and Energy Economics*, 19, 85-108.
- Bushnell, J. (1999) "Transmission Rights and Market Power", *The Electricity Journal*, 77-85.
- Chao, H., and S. Peck, (1996) "A Market Mechanism for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 10, 25-29.
- Creti, A. (2004) "Capacity Markets for Electricity", University of Toulouse, and Natalia Fabra, Universidad Carlos III de Madrid, España.
- Daniels, R. (1998) "First, Second, Third and Fourth and Final Report of the Market Design Committee", University of Toronto, Canadá.  
[http://www.theimo.com/imoweb/historical\\_devel/Mdc/mdc.asp](http://www.theimo.com/imoweb/historical_devel/Mdc/mdc.asp)
- Green, R. (1998) "Electricity Transmission Pricing: How Much Does It Cost to Get It Wrong?", University of California, Energy Institute, working paper series POWER PWP-058.
- Hogan, W. (1992) "Contract Network for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 4:211-242.
- Hogan, W. (1999a) "Restructuring the Electricity Market: Institutions for Network System", mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- Hogan, W. (1999b) "Market Based Transmission Investments and Competitive Electricity Markets", mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- Hogan, W. (2000) "Flowgate Rights and Wrongs", mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- Hogan, W. (2002a) "Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging", presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Sessions, May 31.
- Hogan, W. (2002b) "Financial Transmission Right Incentives", mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- Hogan, W. (2002) "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, no. 1, pag. 103-132.
- Hogan, W. (2003) "Transmission Market Design", Texas A&B conference paper, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- Hogan, W., J. Rosellón, and I. Vogelsang, (2010) "Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion", *Journal of Regulatory Economics*, DOI: 10.1007/s11149-010-9123-2.

- Independent Electricity System Operator, web page: [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca)
- Joskow, P., and J. Tirole, (2000) "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", *RAND Journal of Economics*, 31: 450-487.
- Joskow, P., and J. Tirole, (2002) "Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks", mimeo.
- Joskow, P., and J. Tirole, (2003) "Merchant Transmission Investment", mimeo.
- Kristiansen, T. (2004) "Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion", PhD-thesis, Norwegian University of Science and Technology, February.
- Kristiansen, T., and J. Rosellón, (2007) "Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study", División de Economía-CIDE, México.
- Laffont, J., and J. Tirole, (1993) "A Theory of incentives in Procurement and Regulation", MIT Press.
- Léautier, T-O. (2001) "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power", *Journal of Regulatory Economics*, 19(1), 27-54.
- National Energy Board (2007) "Annual Report to Parliament", Canada.
- National Energy Board (2007) "Canadian Energy Overview (2007)", Canada.
- National Energy Board (2006) "Emerging Technologies in Electricity Generation", Canada.
- Ontario Government (1997) "Direction for Change:Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario", Ontario, Canada.
- Pope, S., and M. Harvey, (2002) "TCC Awards for Transmission Expansions", presentation.
- Rosellón, J. (2003) "Different Approaches Toward Electricity Transmission Expansion", *The Review of Network Economics*, vol.2, issues 3.
- Rosellón, J. (2003) "Different Approaches to Supply Adequacy in Electricity Markets", División de Economía-CIDE, México.
- Rosellón, J., and H. Weigt, (2010) "A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modeling and Application", Discussion Papers, Deutsches Institut Fur Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Rosellón, J., and H. Weigt, (2007) "A Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Europe", División de Economía-CIDE, México.
- Rosellón, J., M. Zdenka, and E. Zenón, (2010) "Incentives for transmission investment in the PJM electricity market: FTRs or regulation (or both)?", *Utilities Policy*.
- Stoft, S. (2002) "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", Wiley-IEEE Press, pag 232-240.
- Tanaka, M. (2007) "Extended Price Cap Mechanism for Efficient Transmission Expansion under Nodal Pricing", *Network and Spatial Economics*, 7: 257-275.
- Vogelsang, I. (2001) "Price Regulation for Independent Transmission Companies", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 20, no. 2, September.
- Vogelsang, I. (2002) "Incentive Regulation and Competition in Public Utility markets: A 20 Year perspective", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, no. 1.

Vogelsang, I. (2006) "Electricity Transmission Pricing and Performance based Regulation", *Energy Journal*, 27 (4), 97-126.

Wilson, R. (2002) "Architecture of Power Markets", *Econometrica*, vol.70,4.