

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A.C.**



*UN DISEÑO DE POLÍTICA ELÉCTRICA BASADO EN EL MODELO  
HRV PARA EXPANSIÓN ÓPTIMA DE REDES DE TRANSMISIÓN  
Aplicaciones en Ontario y enseñanzas para México*

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
DOCTOR EN POLÍTICAS PÚBLICAS**

**PRESENTA**

**JUAN ANTONIO TREGEAR MALDONADO**

**DIRECTOR DE LA TESIS**

**Dr. JUAN DE DIOS ENRIQUE ROSELLÓN DÍAZ**

**MÉXICO, D.F. DICIEMBRE DE 2012**

***Para mi esposa Gloria que está en el cielo.  
Gracias por tu amor, tu comprensión y tu tiempo a mi lado.  
Que Dios te bendiga.  
"Ten Fe, todo saldrá bien"***

## Agradecimientos

.....

Probablemente este espacio quedaría pequeño si decidiera nombrar y escribir a todas las personas y organizaciones que agradecería por su apoyo, directo e indirecto, brindado en esta etapa de mi formación académica. De antemano pido una disculpa a aquellos que no pueda nombrar; sin embargo, deben saber que mi agradecimiento también es para ellos.

En primer lugar quiero agradecer el apoyo recibido por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y del Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE), por contribuir a mi formación académica durante todos estos años en México.

Asimismo, agradezco a mi asesor de tesis en el CIDE, el doctor Juan Rosellón, por su orientación, dedicación, tiempo y guía. Sin su valiosa asesoría este documento no hubiera podido culminarse con buena calidad. También a Víctor Figueras, coordinador del programa de doctorado, a mis maestros y personal administrativo en el CIDE, gracias por sus consejos, tiempo y amistad. Al doctor Bryan Karney, de la Universidad de Toronto, por su confianza en mi trabajo y su asesoría durante mi estancia doctoral en Canadá.

Muchas gracias a mi esposa Gloria Guardia, a quién dedico mi tesis de doctorado, este logro también es de ella. A mis padres, Manuel y Rosa, y a mis hermanos, Mónica y Manuel, gracias por su apoyo siempre incondicional en las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida. A mi familia en México, sobre todo a mis padres mexicanos, Javier y Gaby, por su cariño, comprensión y paciencia.

A los buenos amigos y colegas, que me brindaron su amistad y las oportunidades de desarrollo académico y profesional, como Martín De Los Heros, Giovanna Valenti y José Manuel Márquez. Un agradecimiento muy especial para Angélica, aquella persona que me acompañó en los momentos más difíciles que viví, y por mostrarme que después de la tormenta la calma reinará.

A México, mi segunda patria, porque es aquí donde viví los momentos más tristes y también los más felices de mi vida.

## ***Resumen Ejecutivo***

---

Esta investigación presenta una propuesta de política pública eléctrica basada en la 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 (compensación) de una tarifa en dos partes dentro de un contexto de mercado eléctrico mayorista a la par de la fijación de precios nodales. La expansión de la red se lleva 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 interconectadas, 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 al costo marginal de generación, la renta de congestión disminuye, y el bienestar social se incrementa. Con esto, los gobiernos reducirán los subsidios y transferencias al servicio público eléctrico y podrán redistribuir el gasto social.

El mecanismo combinado HRV<sup>1</sup> mejora los resultados con respecto al diseño de planeación tradicional para expansión de redes de transmisión. Asimismo, el mecanismo HRV soluciona los conflictos de intereses entre el transmisor y el operador del sistema. Es fundamental hacer arreglos en el marco institucional de la provincia de Ontario, como por ejemplo tener un operador del sistema tipo Transco, mejorar la representación ciudadana en el órgano regulador de la electricidad (Ontario Energy Board–OEB), establecer condiciones en las subastas de FTRs<sup>2</sup> y garantizar el suministro eléctrico en zonas alejadas de la ciudad donde no es eficiente la inversión privada de transmisión. La simulación del modelo HRV no sólo es aplicable a la provincia de Ontario. Los resultados de la aplicación del mecanismo HRV a otros sistemas eléctricos, como México y PJM, muestran los mismos resultados que en el caso de Ontario, independientemente de la organización del sistema eléctrico, la topología de redes, y el tipo de generación instalada que exista.

---

<sup>1</sup> Por los nombres de sus autores: Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010).

<sup>2</sup> Derechos Financieros de Transmisión, por sus siglas en inglés (Financial Transmission Rights-FTRs).

## Contenido

---

Introducción.....	7
-------------------	---

### Capítulos

1. Marco referencial del sector eléctrico	
1.1 Diseño del mercado eléctrico.....	10
1.2 Diseño del operador del sistema.....	12
1.3 Problemática: congestión, falta de incentivos para invertir en expansión de redes, y conflicto de intereses.....	13
1.4 Congestión de redes en la provincia de Ontario: evidencia empírica....	19
2. Revisión de la literatura: fijación de precios e incentivos para expansión de la red eléctrica	
2.1 Fijación de precios en transmisión.....	22
2.2 Enfoque Regulatorio.....	23
2.2.1 Tarifa en dos partes para redes simples.....	23
2.2.2 Tarifa en dos partes para redes multimodales.....	26
2.2.3 Pasos y movimientos del modelo regulatorio.....	28
2.2.4 Crítica al enfoque regulatorio.....	29
2.3 Enfoque de Mercado .....	30
2.3.1 Contratos por Diferencias (CfD).....	30
2.3.2 Derechos Financieros de Transmisión.....	31
2.3.3 Ingreso adecuado y factibilidad simultánea.....	34
2.3.4 Crítica al modelo de FTRs.....	35
2.3.5 Poder de Mercado y FTRs .....	38
2.3.6 Pope - Harvey y los FTRs de largo plazo.....	40
2.3.7 Fijación de precios de contratos de congestión y enfoques alternativos.....	41
3. Marco Institucional del sector eléctrico en Canadá y en la Provincia de Ontario	

3.1 Breve panorama del mercado eléctrico en Canadá.....	44
3.2 Proceso de reforma energética en Ontario.....	48
3.2.1 Antecedentes de la reforma.....	48
3.2.2 Conflicto de intereses en la reforma.....	50
3.2.3 Reforma, críticas y problemas.....	51
3.3 Características del mercado eléctrico actual en Ontario.....	54
3.4 Análisis de la Normativa.....	56
3.5 Determinación de precios.....	57
3.6 Mecanismo de expansión de redes.....	60
4. Modelo Híbrido de Hogan, Rosellón y Vogelsang – HRV	
4.1 El modelo.....	61
4.2 Problema del Nivel Alto.....	62
4.3 Problema del Nivel Bajo.....	64
4.4 Dinámica entre el nivel alto y bajo.....	65
5. Simulación del modelo HRV en la red eléctrica de Ontario	
5.1 Datos.....	67
5.2 Topología de la red.....	67
5.3 Condiciones iniciales.....	69
5.4 Simulador.....	71
5.5 Resultados – Tendencia de precios.....	75
5.6 Resultados – Propiedades de bienestar.....	77
6. Análisis de Política Eléctrica basada en el modelo HRV	
6.1 Actores involucrados y sus intereses.....	79
6.2 Causas políticas de la política regulatoria: principal-agente.....	83
6.3 Ventajas y desventajas de la adopción del modelo HRV.....	88
6.4 Arreglo Institucional para adoptar el modelo HRV.....	91
6.5 Enseñanzas y recomendaciones de política eléctrica para México.....	93
Conclusiones.....	97
Bibliografía.....	101
Apéndices.....	107

## ***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 abandonó el esquema de monopolio natural integrado de la compañía Ontario Hydro, y se implementó un mercado libre y con promoción de la competencia en las fases de generación y distribución. La transmisión, por sus características de monopolio natural, se reconoció 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 buscó 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 (Adams, 2000).

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 pagaban precios más altos 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)-- diseñado para promover la inversión en redes de transmisión eléctrica mediante regulación de precios de una tarifa en dos partes para un operador del sistema (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 Vogelsang-Finsinger (1979) el cual garantiza que, en cada periodo, el ingreso de la firma (para cantidades del periodo anterior y precios del periodo actual) sería menor que sus costos pasados para el caso de una compañía de transmisión. La restricción regulatoria de precio máximo 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 para expandir la red.

Asimismo, en esta investigación se estudia el marco institucional en la provincia de Ontario para poder diseñar la propuesta de política eléctrica basada en el modelo HRV. Las aplicaciones a la provincia de Ontario tienen el propósito de probar el mecanismo y demostrar la mejora de resultados comparado con los mecanismos vigentes. Esto no convierte a la investigación en un trabajo casuístico. Como lo explicaremos en el desarrollo de la investigación, el modelo HRV surge de dos enfoques de la teoría de la regulación, luego hace aplicaciones en diferentes sistemas eléctricos, y luego vuelve a generalizarse las conclusiones.

La investigación se organiza en 6 capítulos. La ruta crítica que seguiremos en la investigación es la siguiente: en el primer capítulo está dedicado a hacer una revisión del marco referencial del sector eléctrico. Describimos de forma sencilla un diseño de mercado eléctrico con la finalidad de motivar e introducir al lector que no necesariamente es especialista en el



tema. Asimismo, describimos los diferentes diseños teóricos del operador del sistema que existen en la literatura. Seguidamente, planteamos el problema de nuestra investigación: la congestión de redes, la falta de incentivos para invertir en expansión de transmisión, y los conflictos de intereses que existen. La última sección de este capítulo muestra la evidencia empírica del problema de congestión en la provincia de Ontario.

En el segundo capítulo hacemos una revisión amplia y exhaustiva de la literatura referida a la fijación de precios e incentivos para expandir redes eléctricas. Este capítulo se separa en tres subsecciones. En primer lugar revisamos los estudios referidos a fijación de precios en transmisión. En segundo lugar, hacemos una amplia descripción del Enfoque Regulatorio así como sus principales críticas. Y en tercer lugar, describimos ampliamente el Enfoque de Mercado y sus críticas.

El tercer capítulo estudia el marco institucional del sector eléctrico en Canadá, poniendo énfasis en la provincia de Ontario. Primero damos una breve mirada al mercado eléctrico en todo el país. Seguidamente estudiamos el antes, durante y después de la reforma energética llevada a cabo en Ontario en Octubre del año 1998. También hacemos un estudio del mercado eléctrico de Ontario en la actualidad, sus actores principales, las normas que los rigen, los mecanismos de determinación de precios de la electricidad y de expansión de redes vigentes.

En el cuarto capítulo 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 el capítulo cinco, se explican y analizan los resultados de la simulación del modelo comparándola con la situación de status quo. En el último capítulo hacemos el análisis de política eléctrica basada en el modelo HRV. Aquí analizamos las causas políticas de la política regulatoria (problema principal-agente). Además, planteamos las ventajas y desventajas en la adopción del modelo HRV. Sugerimos el arreglo institucional necesario para adoptar el mecanismo en estudio. Asimismo, proponemos enseñanzas y recomendaciones de política eléctrica para el caso mexicano. Finalmente se anotan las conclusiones del trabajo.

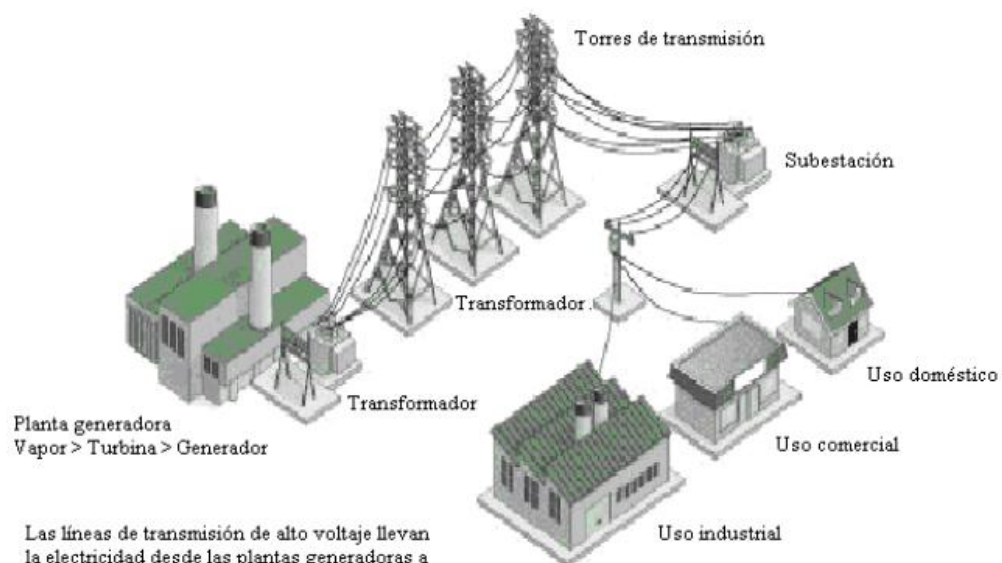
## CAPÍTULO 1. MARCO REFERENCIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

### 1.1 Diseño del mercado eléctrico

La energía eléctrica es un bien económico producido por el hombre y que tiene la singularidad de no poder almacenarse, o en estricto sentido, su almacenamiento en grandes cantidades resulta muy costoso. La provisión del servicio de energía eléctrica en gran escala consta de tres fases: generación, transmisión, y distribución; siendo la comercialización una fase final que en muchos países (como en Perú y México) la consideran fuera de la fase de distribución.

El sistema eléctrico está compuesto de una red interconectada de plantas de generación, líneas de transmisión (principales y secundarias) e instalaciones de distribución (ver Figura 1). Las líneas de transmisión principales son aquellos cables que salen de las plantas generadoras y se van encadenando entre altas torres, se caracterizan por llevar un alto voltaje de energía eléctrica. Al llegar a zonas urbanas donde se encuentra el mercado de consumo, la electricidad pasa por unos reductores de voltaje y son llevados por las líneas de transmisión hasta los consumidores finales, que pueden ser industriales, comerciales o uso doméstico en las casas.

**Figura 1: Estructura del Sector Eléctrico**



Las líneas de transmisión de alto voltaje llevan la electricidad desde las plantas generadoras a los sistemas de distribución que suministran la energía a los consumidores domésticos, comerciales e industriales.

Fuente de la imagen: Canadian Centre for Energy

El sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio. Esta tarea se cumple a través del despacho eléctrico<sup>3</sup> y constituye una parte central en la industria eléctrica ya que posibilita que el servicio se preste de manera confiable, segura y a bajo costo. En este sentido, el sector eléctrico se constituye como uno de los sectores más importantes de la economía por su potencialidad de desarrollo, pues representa buena parte del producto bruto interno de un país. Wilson (2002) menciona que el mercado eléctrico tiene características muy peculiares, y al menos cuatro de ellas son relevantes. La primera es que la electricidad no es almacenable o, en el mejor de los casos, resulta muy costoso hacerlo.

En segundo lugar, la transmisión eléctrica se lleva a cabo desde los generadores hacia la demanda a través de redes malladas que pueden ser objeto de restricciones físicas y económicas de transmisión. Tercero, la definición de derechos de transmisión es una tarea muy difícil de definir debido a los flujos en la red. Por último, la oferta de generación eléctrica, que es transmitida a través de redes, debe encontrar demanda en tiempo real y, además, es necesario que exista una reserva de oferta para atender a los picos de demanda aleatorios.

Dentro de la industria eléctrica se pueden distinguir cuatro mercados eléctricos sumamente importantes, estos son: el mercado de transmisión eléctrica, el mercado real (spot) de energía, el mercado futuro (forward) de energía, y el mercado de reservas de energía. Una adecuada provisión del servicio eléctrico implica encontrar un equilibrio en estos cuatro mercados. La inserción de la competencia ha contribuido a lograr la reestructuración de los mercados eléctricos. Así, se considera competencia en la generación eléctrica y en la oferta al por menor por la eficiencia en costos. Para los mercados de transmisión y distribución aun se puede considerar monopolio natural y monopolio regional, respectivamente. Estos últimos mercados se caracterizan

---

<sup>3</sup> El despacho eléctrico es considerado un servicio complementario o "ancillary service". Para mayor detalle ver Tregear (2007), "Tesina: Problemática de los Servicios Complementarios en el Sector Eléctrico Mexicano", CIDE.

por presentar externalidades determinadas por el flujo de red y las leyes de Kirchhoff<sup>4</sup> (Ver apéndice 2).

En general, para obtener un mercado eléctrico al por mayor competitivo se requiere de una combinación de situaciones: separación vertical de la industria eléctrica (generación, transmisión coordinación y oferta al por menor) aunado a un marco regulatorio y diseño institucional adecuados que promuevan competencia en el mercado eléctrico.

## **1.2 Diseño del operador del sistema**

El operador del sistema eléctrico (ISO) tiene como función coordinar y administrar el despacho de la electricidad. Se caracteriza, en esencia, por ser un monopolio natural, pero también tiene otras características relacionadas con temas organizacionales e institucionales, como por ejemplo, gobernanza, incentivos, regulación y otros objetivos económicos. El equilibrio de los cuatro mercados de energía representa un reto para el operador del sistema, requiere del logro de incentivos para la expansión de redes, oferta y reserva eléctrica, además de coordinar un despacho óptimo de generación.

Para Wilson (2002) existen tres posibles estructuras de un operador del sistema para lograr un equilibrio en los cuatro mercados eléctricos:

### **a) Operador del sistema independiente y descentralizado**

Se caracteriza por su separación de la propiedad de la transmisión, busca la menor intervención en los cuatro mercados y, procura una optimización secuencial en los cuatro mercados con participación voluntaria de los participantes en el mercado. De acuerdo con Wilson (2002), la descentralización de un operador del sistema es adecuada para dar incentivos a minimizar costos y hacer eficiente la programación de cada despacho, los participantes del mercado terminan siendo más importantes que la coordinación. Por su parte, Hogan (1995) menciona que un mercado descentralizado puede ser centralizado a través de una adecuada definición de acceso y fijación de precios.

---

<sup>4</sup> Leyes de Kirchhoff, establecen que los flujos de electricidad siguen el camino de transmisión de resistencia mínima.

Algunos países y/o ciudades que han adoptado un operador del sistema de este tipo son: Australia, Escandinavia, California (1998-2000), Texas y Reino Unido (2001).

b) Operador del sistema independiente y centralizado

Este tipo de operador del sistema maneja y coordina los cuatro mercados. Aplica una minimización de costos simultánea de la, generación, transmisión y reserva en los cuatro mercados tomando en cuenta la confiabilidad del sistema. Asimismo, se encarga del control de despacho en tiempo real y asegura las opciones de reserva. Puede convocar a los generadores para despachar o puede reducir el flujo energético según la demanda.

Algunos países y/o ciudades que han adoptado un operador del sistema de este tipo son: Reino Unido (1989-2001), New England, New York y Pennsylvania - New Jersey – Maryland (PJM)

c) Transco

La estructura de un Transco es similar a un operador de sistema independiente (ISO) centralizado pero el despachador central también es el propietario de la red. Esto quiere decir que es una compañía integrada, donde es, a la vez, propietaria del sistema de transmisión y la opera.

Algunos países y/o ciudades que han adoptado un operador del sistema de este tipo son: Reino Unido y España.

Adicionalmente a estas tres estructuras básicas de operador del sistema, es posible una combinación de alguna de ellas. Por ejemplo, en la literatura se menciona un tipo de organismo independiente llamado Gridco (Wireco) que es el propietario de la red y se encarga de construir y expandir la red de transmisión, pero no se responsabiliza por la operación de la misma. Generalmente trabaja en coordinación con el operador del mercado eléctrico.

### **1.3 Problemática: congestión, falta de incentivos para invertir en expansión de redes, y conflicto de intereses**

La congestión de líneas de transmisión eléctrica constituye un problema que se asemeja a una falla de mercado porque produce resultados ineficientes en

la asignación de recursos y en los costos del servicio. En general, vamos a definir “congestión” de la siguiente manera:

*“Congestión es la situación en que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacional no puede acoger todos los flujos físicos resultante del comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultados del proceso de separación de mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacional en cuestión”<sup>5</sup>.*

Así, la congestión de una red sucede cuando la línea de transmisión eléctrica, que une dos o más nodos<sup>6</sup>, no tiene la suficiente capacidad para transmitir el flujo de energía deseado, debido a que dicha capacidad es menor al flujo demandado. La congestión de redes de transmisión trae consigo diversos problemas, tales como: aumento del poder de mercado por parte de los generadores en ciertas regiones, crea barreras a la entrada de potenciales competidores en generación y, en general, reduce los efectos de la competencia. Los efectos de esta congestión producen una elevación desmesurada de los costos marginales de la zona en que no pueden llegar los flujos de energía (Luyo, 2008). Así, se produce una cadena de aumento de costos por el servicio de abastecimiento eléctrico que finalmente se ve reflejado en un mayor precio final al consumidor.

El análisis de incentivos para la inversión en transmisión es una tarea complicada por las características particulares del mercado definidas anteriormente, y además, porque el mercado de transmisión eléctrica futuro (forward) tiene que ser coordinado con el equilibrio en los demás mercados eléctricos (spot de energía, forward de energía y de capacidad de reserva de generación).

Otra dificultad importante para la inversión en transmisión es que el costo de energía y el costo de transmisión no son independientes, se determinan simultáneamente en el despacho eléctrico y el mercado spot, por lo que la inversión en transmisión en una línea específica puede tener externalidad negativa en la capacidad de otras líneas de transmisión, por tanto, los beneficios de la inversión en transmisión no pueden ser apropiables

---

<sup>5</sup> Red Eléctrica de España; “Términos Eléctricos” en: [www.ree.es/ayuda/glosario\\_electrico.asp](http://www.ree.es/ayuda/glosario_electrico.asp)

<sup>6</sup> Un nodo eléctrico es definido como el punto donde se juntan oferta y demanda de electricidad; es decir, se puede cargar o descargar electricidad al sistema.

directamente (Bushnell y Stoff, 1997). Además, la estructura institucional del operador del sistema y su relación con la red de transmisión también define las alternativas para atraer nueva inversión en la red.

Por otra parte, es importante revisar los tipos de inversión en transmisión eléctrica para poder demostrar y documentar la ineficiencia económica en una situación de congestión de redes. Joskow y Tirole (2003) nos hablan de dos tipos de inversión en la transmisión: las relevantes y las independientes. Las inversiones relevantes en la red son todas aquellas que involucran renovaciones físicas de la transmisión y facilidades esenciales del incumbente (propietario de la red establecida); por ejemplo: condensadores, desfasador, transformadores, subestaciones, reductores para líneas de transmisión existentes, entre otros. Estas inversiones están físicamente entrelazadas y no se pueden separar de la empresa transmisora, por lo que pueden ser llevadas a cabo con mayor eficiencia por el mismo propietario de la red<sup>7</sup>. Asimismo, las operaciones de mantenimiento en la red son también más eficientes si las lleva a cabo el incumbente.

El otro tipo de inversiones en la transmisión son las independientes, las cuales involucran la construcción de nuevas líneas separadas (paralelas o no paralelas a las líneas ya existentes), estas no están físicamente entrelazadas con la red del incumbente con excepción del punto de interconexión. Este tipo de inversión lo puede hacer no solo el propietario de la red, sino también algún participante del mercado o inversores de mercado.

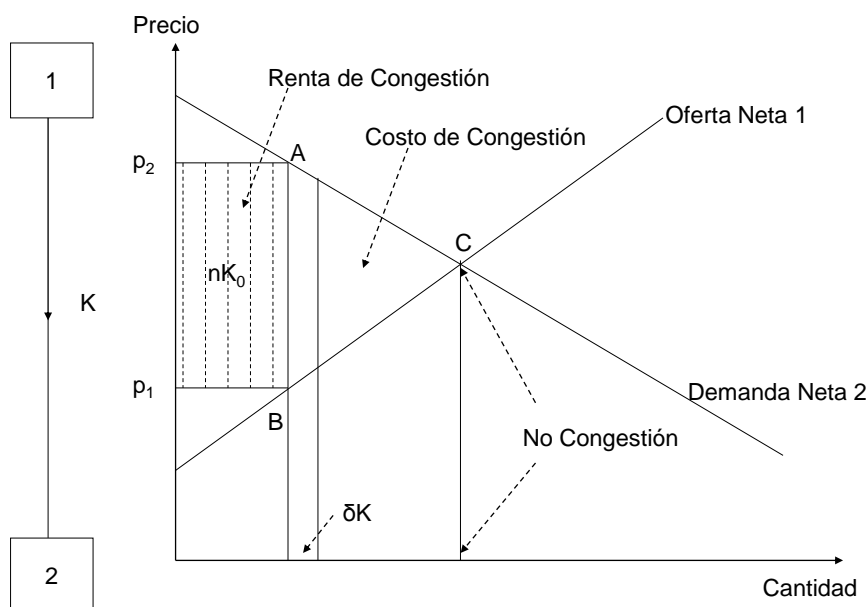
La gráfica 1 muestra una línea radial simple donde hay demanda en el nodo 2 pero se puede comprar en el nodo 1 al generador más caro en esta ubicación, pero más barato respecto a los generadores del nodo 2. La capacidad de la línea que va del nodo 1 al 2 es  $K$ . Basado en las curvas de oferta y demanda, el operador del sistema está forzado a despachar fuera del orden de mérito para satisfacer a la demanda. La capacidad de transmisión restringida se refleja en los precios nodales  $p_1$  y  $p_2$  que equilibran el mercado en los nodos 1 y 2, respectivamente. El precio de la congestión en transmisión está dada por:  $\eta = p_2 - p_1$ . El área  $\eta K_0$  es la renta de congestión y el triángulo ABC representa la congestión o costo del despacho. En términos prácticos, el

---

<sup>7</sup> Recordemos que la fase de transmisión es considerada un monopolio natural, por tanto, la red incumbente se refiere a la red del propietario establecido en el mercado.

costo de congestión representa el costo de financiamiento de la generación más cara en el nodo 2 que va a sustituir la generación barata en el nodo 1 debido a la restricción de la transmisión.

**Gráfica 1. Rentas y Costos de Congestión**



Ahora consideremos un incremento marginal de una unidad en la capacidad de transmisión  $\delta K$  que permite el flujo de 1MW más del nodo 1 al nodo 2. Esto reemplaza un generador marginal del nodo 2 con costo  $p_2$  por un generador más barato del nodo 1 con costo  $p_1$ . El valor social de esta inversión está dado por la reducción en el área de congestión ABC. Si asumimos que al inversionista de la capacidad marginal se le compensa con un FTR de precio  $\eta$ , entonces este inversionista (no incumbente) procederá con la inversión tanto tiempo como  $\eta$  exceda el costo de inversión. De forma inversa, un propietario de red incumbente que es compensado por la renta de congestión no tendrá incentivos de expansión dependiendo del ingreso neto extra que represente  $\eta$  con respecto al costo de reducir la renta de congestión.

Hogan (1992) y Bushnell y Stoft (1996 y 1997) demostraron que bajo ciertas condiciones (no existen retornos a escala crecientes, restricciones de viabilidad de FTRs, precios nodales eficientes, inexistencia de poder de



mercado, derechos de propiedad bien definidos y, mercados futuros completos y líquidos) todas las inversiones en transmisión eficientes recuperarán al menos sus costos de congestión de rentas. Además de esto, las inversiones ineficientes no serán rentables. Recordemos que al respecto, Joskow y Tirole (2003) se muestran incrédulos en la optimalidad de este enfoque de mercado, puesto que depende de varios supuestos fuertes que son improbables que ocurran en la práctica.

En estas condiciones de restricciones en capacidad, el nodo 2 puede ejercer poder de mercado si disminuye su producción elevando así el precio, y el precio 2 podría exceder al costo 2 en el nodo 2. Luego, la medición de la renta de congestión sobreestimaría el ahorro en costos asociado con el reemplazo de 1MW generado en el nodo 2 por 1MW generado en el nodo 1, y este efecto se traduciría en un sobre-incentivo para expandir la línea. Así también, la capacidad de transmisión que se incrementa no necesariamente significa reemplazar generación del nodo 2 en unidad por unidad de MW, también hay un efecto de aumento del consumo de electricidad total en el nodo 2 que resulta en un incremento de bienestar social  $(P_2 - C_2)$  multiplicado por el incremento en el consumo.

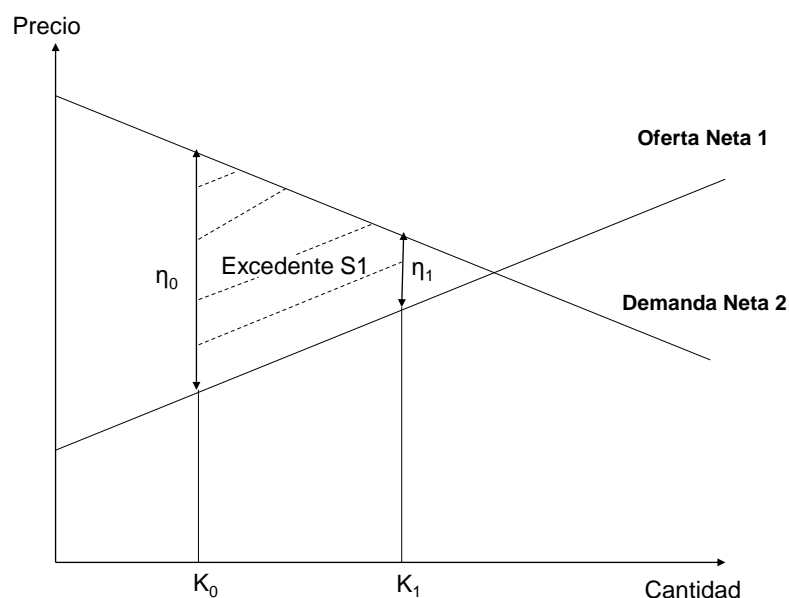
Al respecto, Joskow y Tirole (2003) encontraron que el efecto dominante es el de sobre-incentivo en la inversión de transmisión. Si consideramos un generador con poder de mercado en el nodo 1, el cual puede manejar una reducción de producto para obtener precios altos, entonces la renta de congestión subestima el beneficio de expandir la capacidad de transmisión, que a la larga resulta en una sub-inversión. De la misma forma, un precio tope en el nodo 2 puede reducir la renta de congestión en horas de demanda pico, pero estas rentas de alguna manera son las que soportan la inversión, lo que también produce a la larga una sub-inversión en transmisión.

En los trabajos de Baldick y Kahn (1992) y Perez-Arriaga (1995) se menciona que los proyectos de expansión de red se diseñan sobre la base de congestión, lo cual significa que el costo promedio de una nueva línea decrece a medida que su capacidad se incrementa, manteniendo las demás variables constantes (*ceteris paribus*). La mayoría de las redes que implican inversiones grandes suelen ser menos congestionadas, pero aquellas son más probables

de ejecutarse por el propio dueño de la red incumbente que por un inversionista de mercado.

La gráfica 2 muestra la capacidad inicial que es  $K_0$  y se expande a  $K_1$ , se asume que los precios nodales son eficientes y equilibran el mercado. El incremento en el excedente social S1 creado por la expansión se refleja en el área sombreada, esto es igual al costo de redespacho reducido. El valor de los FTRs es  $\eta_1(K_1 - K_0)$  igual a la renta de congestión y es otorgado al inversionista de mercado. Vemos que esta área  $\eta_1(K_1 - K_0)$  es menor que el incremento en el excedente social S1, así, la congestión resulta en un sub-incentivo para el inversionista que expande; además, el propietario de la red incumbente, que es compensado por las rentas de congestión, no tiene incentivos para eliminar dichas rentas. La congestión también se puede producir por la escasez de derechos de transmisión; por ejemplo, un solo transmisor entre un área de bajo costo y otra de alto costo

**Gráfica 2. Impacto de la Congestión**



En la práctica, se pueden encontrar mecanismos que han sido utilizados para resolver el problema de congestión de redes (Woolf, 2002; Hunt, 2003). Por ejemplo el Reino Unido y Noruega han aplicado regulación básica, mientras que al noreste de Los Estados Unidos de Norte América han

adoptado una combinación de planeación y subastas de derechos de transmisión de largo plazo. Otros casos resaltantes son la provincia de Alberta en Canadá, en la cual se emplea planeación bajo el principio de expansión para no congestionar redes, aunque este último caso puede resultar ineficiente debido a la expansión excesiva de redes; y en Australia se emplea una combinación de mecanismos de regulación e incentivos.

La capacidad de transmisión es fundamental para el desarrollo de los mercados eléctricos (Rosellón, 2008). El desarrollo de la infraestructura de transmisión eléctrica requiere adecuar incentivos para solucionar la gerencia de congestión de corto plazo, recuperando los costos fijos de largo plazo y logrando inversión en expansión de redes.

El manejo de la congestión de corto plazo implica el cálculo del costo de transmisión usando la diferencia de precios nodales multiplicados por la cantidad transferida. Sin embargo, la congestión de redes no sólo es un problema económico, sino también existe un conflicto de intereses y objetivos entre la congestión de redes en el corto plazo y la expansión de red en el largo plazo. La congestión de redes produce “rentas de congestión” que son apropiadas por el transmisor, el cual, en un contexto de monopolio natural, no tiene incentivo alguno para invertir en transmisión de sus redes, dado que esta renta por congestión se reduciría y, por tanto, también los ingresos del transmisor. En este sentido, los intereses de un regulador y/o operador del sistema, de conseguir un mercado eléctrico balanceado y eficiente, que reproduzca precios óptimos para la electricidad, se ven contrapuestos (o en conflicto) con los intereses del transmisor por querer apropiarse de las rentas de congestión.

Definida la congestión de redes como un problema económico, de falta de incentivos y, de conflicto de intereses entre el transmisor y el regulador (y/o operador del sistema), este trabajo de investigación propone un diseño de política eléctrica que pretende resolver esta problemática.

#### **1.4 Congestión de redes en la provincia de Ontario: evidencia empírica**

La agencia reguladora en Ontario, Ontario Energy Board - OEB, a través de su equipo de supervisión del mercado (Market Surveillance Panel – MSP) ha

mostrado su preocupación por los problemas de congestión y falta de incentivos adecuados para la expansión de redes<sup>8</sup>.

La región de Ontario es un área con problemas de congestión, en ella 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 de dos tipos. Primero, se produce congestión por envío de grandes flujos de electricidad de la zona noroeste (Northwest) hacia las ciudades del sur. Segundo, se produce congestión entre las grandes ciudades como Toronto, Ottawa, Niagara, al sur de la provincia.

De acuerdo con la información del operador del sistema en Ontario (IESO), existe una fuerte variabilidad de precios dentro de las zonas eléctricas debido a la congestión de redes. En el cuadro 1 podemos observar este fenómeno, donde la desviación estándar promedio hace referencia a los precios nodales.

**Cuadro 1. Variabilidad de precios por zonas, de Julio 2004 a Julio 2006 (\$/MWh)**

<b>Zona</b>	<b>Desviación estándar promedio</b>
ESSA	0.16
Bruce	0.28
Toronto	0.56
Niagara	0.58
Ottawa	1.17
Southwest	1.24
East	1.37
West	1.48
Northeast	8.73
Northwest	14.37
<b>Las 8 zonas del sur combinadas</b>	<b>2.28</b>
<b>Todos los 118 nodos</b>	<b>15.2</b>

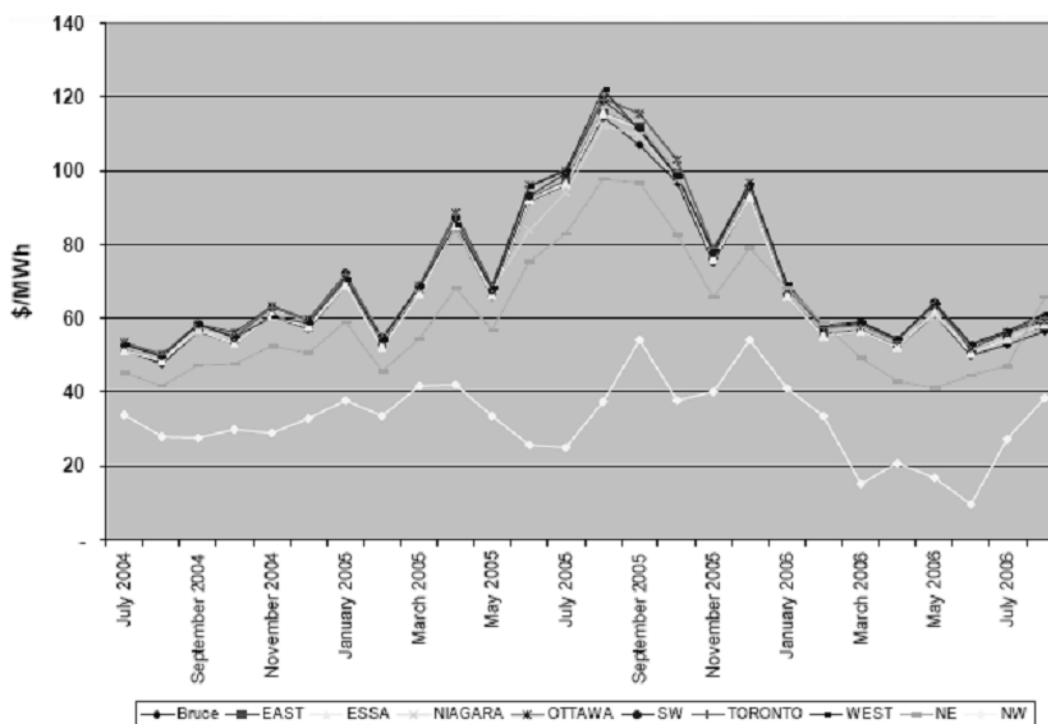
Fuente: IESO

Los datos de precios históricos también nos ayudan a dilucidar los problemas de congestión en la red eléctrica de Ontario. La gráfica 3 muestra el promedio mensual de precios de la electricidad por zonas, los cuales muestran un comportamiento heterogéneo periodo tras periodo, los nodos del sur tienen los precios más altos, mientras los nodos del norte conservan precios

<sup>8</sup> Market Surveillance Panel Report (2003).

promedio bajos. El análisis de precios actuales (2009) se realiza más adelante en la sección 5.4 dedicada a la simulación de nuestro mecanismo propuesto, sin embargo cabe adelantar que los problemas de congestión de redes se evidencian con precios más altos antes de la aplicación del modelo.

**Gráfica 3. Promedio mensual de precios por zonas, 2004-2006**



Fuente: IESO.

El OEB reconoce que es el operador del sistema (IESO) quien cuenta con la información, conocimiento y experiencia para determinar las líneas de transmisión que tienen problemas de congestión, y ha recomendado que tanto el IESO como la empresa de transmisión (Hydro One) y demás interesados en el sector, puedan organizarse para plantear formalmente las necesidades de expansión de redes a través de los llamados Memorandum of Understanding (MOU) para que sean evaluados y aprobados por el regulador.

Por su parte, la Asociación de Electricidad Canadiense (CEA<sup>9</sup>) ha estimado que será necesaria una inversión de 150 mil millones de dólares aproximadamente en la industria eléctrica durante los próximos 20 años para sustituir o extender la capacidad de transmisión existente.

<sup>9</sup> <http://www.electricity.ca/>

## CAPÍTULO 2.

### REVISIÓN DE LA LITERATURA: fijación de precios e incentivos de expansión de la red eléctrica

#### 2.1 Fijación de precios en transmisión

La fijación de precios, en el sistema de transmisión eléctrica, es una tarea compleja debido a las características particulares de tal sistema<sup>10</sup>. Bjorndal (2000) indica que existen hasta tres costos en transmisión eléctrica que se deben tomar en cuenta para la fijación de precios, estos son: costos de congestión, pérdidas y servicios complementarios. Los costos de congestión son aquellos producidos por el congestionamiento de líneas, y por tanto se debe recurrir al abastecimiento eléctrico mediante otra línea donde existen generadores más caros que inyectan electricidad a la red. Los costos de pérdida se generan por el calentamiento de las redes debido al flujo de electricidad. Y los costos de los servicios complementarios se refiere a los servicios necesarios para el abastecimiento eléctrico, como por ejemplo, el despacho eléctrico.

Por otra parte, en la literatura del sector eléctrico se distinguen cuatro metodologías de fijación de precios, estas son: fijación de precios nodal, zonal, uniforme, y la metodología de Chao-Peck (1996). Al respecto, Hogan (1992) menciona que la fijación de precios nodales busca maximizar el bienestar social, tomando en cuenta las restricciones de capacidad y pérdidas, y la lleva a cabo 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 de la demanda (carga). De acuerdo con Hogan (1999b), los precios nodales están basados en los

---

<sup>10</sup> De acuerdo a Wilson (2002), las características del sistema de transmisión son: 1) la energía eléctrica es difícilmente almacenable, 2) el sistema requiere un equilibrio de oferta y demanda en tiempo real, 3) la existencia de restricciones físicas asociadas a las redes malladas, entre otras.

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. Al respecto, 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. Asimismo, Chao y 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 recursos escasos de la transmisión, a la inversa de la fijación de precios nodales que considera el uso de la energía.

## **2.2 Enfoque Regulatorio**

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 primer enfoque se basa en mecanismos regulatorios para una compañía de transmisión tipo 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 evita la congestión. Una alternativa diferente dentro de los modelos regulatorios es el de tarifa en dos partes desarrollado por 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 la expansión de la red derivado del rebalanceo de la parte fija y variable de una tarifa en dos partes.

### **2.2.1 Tarifa en dos partes para redes simples**

De acuerdo con Vogelsang (2001), el diseño de la estructura de precios debería permitir a la compañía regulada (Transco) poner precios tales que su capacidad sea utilizada lo mejor posible, y al mismo tiempo debería aumentar la inversión en expansión. En el caso de economías de escala y de ámbito, no se puede representar dicha estructura bajo precios Ramsey (Train, 1994) o tarifas no lineales.

Por definición, una red simple se conforma de un nodo de oferta y un nodo de consumo (redes radiales); además, suponemos que existe una demanda estacionaria en el tiempo y que la firma maximiza sus beneficios. Bajo el supuesto de no pérdidas en transmisión, existe un solo producto de transmisión  $q$  inyectada al nodo de oferta y retirada del nodo de demanda. Para este único producto la restricción de precio tope en el periodo  $t$  tiene la siguiente forma:

$$(p^t \cdot q^w + F^t \cdot N^w) / (p^{t-1} \cdot q^w + F^{t-1} \cdot N^w) \leq (1 + i - X) \quad (1)$$

Donde:

$F$  y  $N$ : son los pagos fijos y el número de consumidores.

$p$  y  $q$ : son los precios y cantidades.

$t$  y  $w$ : es el periodo y el peso.

El lado izquierdo de (1) muestra un precio indexado en la parte variable y fija (dos tipos de pesos para el índice), se consideran pesos Laspeyres ( $q^w = q^{t-1}$ ) que son los más comunes en este tipo de aplicaciones por su facilidad de cálculo y sus propiedades económicas. Laffont y Tirole (1996) proponen el uso de indicadores idealizados ( $q^w = q^*$ ) que cuentan con fuertes propiedades de eficiencia para predecir cantidades. Del lado derecho de (1) se determina el nivel de precios, donde  $i$  es la tasa de inflación y  $X$  es el factor de ajuste calculado por el regulador. Si consideramos beneficios compartidos podemos reemplazar  $X$  por  $s\pi^{t-1} / p^{t-1} \cdot q^{t-1}$  donde " $\pi$ " es el beneficio y " $s$ " es el beneficio sombra dirigido a los consumidores. También se puede hacer  $i=X=0$ , suponemos que el precio de entrada es estacionario y el número de consumidores es fijo. Entonces (1) se transforma en:

$$F^t \leq F^{t-1} + (p^{t-1} - p^t)q^w / N \quad (2)$$

Trasladando términos queda:

$$\Delta F / \Delta p \leq -q^w / N \quad (2')$$

Esta última expresión muestra cómo el pago fijo y variable puede intercambiarse entre sí y es igual a la relación entre el peso del producto y el número de consumidores. En el primer periodo ( $t-1$ ) se proveen precios, cantidades y costos necesarios para la regulación en el segundo periodo ( $t$ ).



En este caso de red simple, el análisis es miope pues asume que la firma optimiza separadamente en cada periodo.

Ahora consideremos la función objetivo de la firma en el corto plazo:

$$Max\pi^t = p^t \cdot q^t + F^t \cdot N - C(q^t, K^t) \quad (3)$$

sujeto a (2)

Donde todas las variables son las mismas que usamos anteriormente y  $K^t$  es la capacidad de la línea en el tiempo t. Además, el costo de una firma de transmisión puede conformarse de costos corporativos generales, costos de operación y costos de capital. Supongamos las siguientes relaciones:

$$C(q^t, K^{t-1}) = C(q^{t-1}, K^{t-1}) \quad \forall q^t, q^{t-1} \leq K^{t-1}$$

$$C(q^t, K^t) = C(q^t, K^{t-1}) + f(K^{t-1}, I^t) \quad \text{con } I^t = K^t - K^{t-1} \text{ para } q^t \leq K^{t-1}$$

Así, los costos de operación son cero, el producto es delimitado por capacidad y no hay depreciación. Esto refleja el largo plazo y el hundimiento de costos natural de una red de transmisión. Además:

$f(K^{t-1}, I^t + I^{t+1}) = f(K^{t-1}, I^t) + f(K^t, I^{t+1})$  donde  $f(.,.)$  es doblemente diferenciable

La condición de primer orden correspondiente a (3) sujeto a las restricciones (2) son:

$$\partial\pi^t / \partial p^t = q^t + \mu^t \cdot q^w / N + (p^t - \partial C / \partial q^t) \partial q^t / \partial p^t = 0$$

$$\partial\pi^t / \partial F^t = N + \mu^t = 0$$

En donde  $\mu^t$  es el multiplicador Lagrange de la restricción (2) y asumimos pesos exógenos. Dado que  $N > 0$ , las dos condiciones de primer grado implican lo siguiente:

$$(\partial q^t / \partial p^t)(p^t - \partial C / \partial q^t) = q^w - q^t \quad (4)$$

$$L^t = -[1 - q^w / q^t] / \varepsilon^t \quad (4')$$

Donde  $L^t$  es el índice de Lerner<sup>11</sup> para q en periodo t y  $\varepsilon^t$  es la elasticidad de la demanda. Note además que  $\partial C / \partial q^t = 0$  para  $q^t < q^{t-1}$  y  $\partial C / \partial q^t = \partial f / \partial I^t \equiv \partial C / \partial K^t$  para  $q^t > q^{t-1}$ ; mientras que  $\partial C / \partial q^t$  no está definido

<sup>11</sup> El índice de Lerner, introducido por Abba Lerner (1934), describe la capacidad de control sobre un mercado (o poder de mercado) de una empresa. El índice asume que a lo mas control sobre el mercado que una empresa tenga, lo mas que el precio de sus productos serán superiores a los precios en un mercado de competencia perfecta.

para  $q^t = q^{t-1}$  porque la curva de costos totales tiene un pliegue a este punto. Sin embargo, el costo sombra  $SC$  a  $q^t = q^{t-1}$  es  $0 \leq SC \leq CmgExpansion$ .

El bienestar en el periodo  $t$  se define como el excedente social de la transmisión o lo que es igual  $W^t = V(p^t, F^t) + \pi^t$  sujeto a  $\pi^t \geq 0$ , donde  $V(.,.)$  es el excedente del consumidor. Las condiciones de primer grado serían:

$$\partial W^t / \partial p^t = \lambda^t \cdot q + (\partial q^t / \partial p^t)(p^t - \partial C / \partial q^t) = 0$$

$$\partial W^t / \partial F^t = \lambda^t N = 0$$

donde  $\lambda^t = 0$  es el multiplicador Lagrange de la restricción presupuestaria de la firma. Con  $N$  dado, la fijación de precios a costo marginal está maximizando el bienestar.

En este modelo, Vogelsang encuentra tres resultados básicos: el primero de ellos es que en periodos de exceso de capacidad y asumiendo demanda estacionaria, el cargo fijo debe aumentar para cubrir costos fijos y el cargo variable disminuir. El segundo resultado es que en periodos de congestión de redes, el cargo variable es el que aumenta por el uso masivo de las líneas y el cargo fijo disminuye. En consecuencia, el tercer resultado señala que es el rebalanceo adecuado de los dos ingresos de la tarifa el que provee los incentivos adecuados para la inversión en expansión de redes.

### 2.2.2 Tarifa en dos partes para redes multinodales

Una red multinodal es aquella que consta de muchos nodos y líneas enlazados entre sí, como una telaraña. En redes como estas (malladas) se hace más complicado el análisis de una tarifa en dos partes, debido a la interacción entre las diversas líneas de transmisión, y porque el despacho de corto plazo se ve afectado por problemas en los flujos de la red. La inversión en capacidad de la transmisión tiene la particularidad que un cambio en capacidad de una parte de la red afecta otra parte de la red, esto implica que la utilización de la capacidad y las decisiones de inversión requieren de coordinación, por ello se sostiene que al menos gran parte de la inversión pudiera ser realizada por la Transco como un monopolio proveedor de la red de transmisión.

En un escenario multinodal la función de costos se ve alterada como resultado de alguna inversión en una línea nueva ya que afectaría a todas las

demás líneas. Así, se requiere definir el costo marginal de expandir una línea entre dos nodos, puesto que están involucrados costos comunes y beneficios que recibe una línea por la expansión de otra línea. Por ejemplo, la Transco puede desear incrementar la capacidad de una sola línea pero esto puede incrementar, sin quererlo, la capacidad de otras líneas permitiendo que haya un exceso de capacidad en esa otra parte de la red. Una forma de evitar este problema es considerar que la Transco opera siempre en su función de costos de largo plazo (Vogelsang, 2001).

La función de costos de largo plazo se define como el mínimo costo de provisión del vector  $q^t$  para uso de redes  $K^t$  de líneas  $s$  ( $K_1^t, \dots, K_s^t$ ) conectando los nodos y los elementos de  $q^t$  que son transmitidos entre pares de nodos  $q_{mn}^t$  con  $m > n$  y  $m = 2, \dots, M$  y  $n = 1, \dots, M-1$ , donde  $M$  es el total de nodos. Además, asumimos que la función de costos  $C(q^t)$  es continuamente diferenciable; la curva de costo marginal corta a la demanda una sola vez y por debajo; existen tres grados de discriminación de precios; suponemos una firma regulada que tiene información perfecta sobre demandas y puede separar usuarios en grupos  $h = 1, \dots, L$ ; y hacemos  $i = X = 0$ . Entonces la restricción de precios tope quedaría de la siguiente manera:

$$\left( \sum_i p_i^t \cdot q_i^w + \sum_h F_h^t \cdot N_h^w \right) / \left( \sum_i p_i^{t-1} \cdot q_i^w + \sum_h F_h^{t-1} \cdot N_h^w \right) \leq 1 \quad (5)$$

Aquí  $N_h^w$  es un número de usuarios en el grupo  $h$  al peso  $w$ . Entonces el vector puede escribirse como:

$$(p^t \cdot q^w + F^t \cdot N^w) / (p^{t-1} \cdot q^w + F^{t-1} \cdot N^w) \leq 1 \quad (5a)$$

Esta última expresión es parecida a (1) pero en este caso se trata de vectores donde  $p$  es de dimensión  $1 \times R$ ,  $q$  es un vector  $R \times 1$ ,  $F$  es un vector  $1 \times L$  y  $N$  es un vector  $L \times 1$ . Suponemos  $\partial N / \partial F = 0$ ; entonces las condiciones de primer orden quedan de la siguiente manera:

$$\partial \pi / \partial p^t = q^t + \mu^t \cdot q^w + (\partial q^t / \partial p^t)(p^t - \partial C / \partial q^t) = 0$$

$$\partial \pi / \partial F^t = N + \mu^t \cdot N = 0$$

Esto implica que:

$$q^t - q^w = -(\partial q^t / \partial p^t)(p^t - \partial C / \partial q^t)$$

Si  $q^w = q^{t-1}$  y  $p^{t-1} > \partial C / \partial q^{t-1}$  entonces  $p^t > \partial C / \partial q^t$ , pero cercano a costo marginal. En el caso de  $\partial N / \partial F = 0$ , F actúa como un impuesto de suma fina. Por lo tanto, en un escenario multiproducto, todas las variables precio convergen a costo marginal.

### 2.2.3 Pasos y movimientos del modelo regulatorio

La secuencia de pasos y movimientos del modelo se detallan a continuación (Vogelsang, 2001):

- 1) Se cuenta con la red preexistente y precios de transmisión punto a punto que la Transco ha cargado.
- 2) El regulador ajusta la restricción de precios regulatorios.
- 3) La Transco recoge la información sobre la oferta de generación y demanda de electricidad en todos los grandes nodos.
- 4) La Transco invierte dinero en capacidad de la red.
- 5) La Transco fija los precios de transmisión punto a punto.
- 6) Los generadores y centros de consumo firman contratos de electricidad bilaterales y compran servicios de transmisión punto a punto.
- 7) Puede existir exceso de oferta o demanda de servicios de transmisión en una base punto a punto. El exceso de oferta podría perjudicar a la Transco, pero no causaría ningún problema de factibilidad. El exceso de demanda podría causar problemas de factibilidad (aunque en su conjunto, con el exceso de oferta para otras relaciones punto a punto, la suma total todavía podría ser factible). Entonces, la Transco podría vender los servicios de transmisión punto a punto bilaterales en base “al primero en llegar primero en servirse”. Los reguladores podrían imponer castigos, dando incentivos a la Transco para fijar un precio de tal modo que el exceso de demanda no ocurra.
- 8) La Transco calcula los cargos fijos de la restricción regulatoria y lo cobra a los centros de consumo.

Los pasos 5) y 8) pueden ser sustituidos por:

- 5<sup>a</sup>) Existe un ISO que pide ofertas de los generadores y demandas de los centros de consumo en cada nodo y entonces calcula los precios nodales. Los centros de consumo (ex post) pagan al ISO y los generadores reciben

el pago de tal modo que los mercados siempre se equilibran. La Transco recibe como ventas de congestión la diferencia entre lo que pagan los centros de consumo y lo que reciben los generadores. Los cargos fijos son calculados de la restricción reguladora y son pagados por los centros de consumo. En este caso la Transco no fija los precios, sino sólo hace disponible la capacidad.

#### **2.2.4 Críticas al enfoque regulatorio**

Rosellón (2007) menciona que una de las principales debilidades del enfoque regulatorio original basado en un precio máximo sobre tarifa de dos partes (como en Vogelsang, 2001) es la dificultad de extender el análisis a una red mallada, o de múltiples nodos y líneas. Las redes de transmisión en el mundo real no son en general del tipo radial, sino que presentan topologías de tipo mallado (o “telarañas”). Así, la aplicación de tarifas en dos partes como un mecanismo de rebalanceo para redes multinodales implica un ajuste en términos de redefinición del producto de la transmisión, reconociendo la imposibilidad de seguir el rastro a los electrones por toda la línea de transmisión, y más bien redefiniendo dicho producto como una transacción de punto a punto<sup>12</sup>.

El supuesto fuerte de la existencia de una demanda estacionaria en Vogelsang (2001) es otra crítica a su modelo. En el mundo real las demandas son muy volátiles, cambian cada hora, cada minuto, cada instante; los picos de demanda fluctúan de acuerdo a horarios, estaciones y eventos repentinos. Por esa razón, hacer un rebalanceo tarifario considerando demandas constantes en el tiempo hace poco realistas los resultados. Por último, la modelación de las funciones de costo cuando consideramos redes malladas es también complicada. Ya habíamos mencionado que una forma de remediar esto es asumir que la firma observa su función de costos de largo plazo.

---

<sup>12</sup> Esto es, en las transacciones punto a punto se inyecta una cantidad de energía en un nodo y se retira la misma cantidad de energía de otro nodo.

## 2.3 Enfoque de Mercado

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

### 2.3.1 Contratos por Diferencias (CfD)

Los contratos por diferencias (CfD) son instrumentos financieros de manejo de riesgo de congestión en transmisión, que hace posible a los participantes del mercado cubrirse contra las diferencias entre el precio de área y el precio del sistema en un periodo futuro. Kristiansen (2004) hace un análisis de CfD para los países Nórdicos y encuentra que son viables en esta región con excepción de Noruega. Los contratos futuros comercializados están referidos al precio del sistema, los productores pagan el precio de área y los consumidores adquieren electricidad en sus respectivas áreas de precios y, frecuentemente, productores y consumidores en áreas diferentes encuentran situaciones de congestión en transmisión cuando el precio de áreas difiere al precio del sistema. Además se observa que los productores las cuotas aunque puede existir otro arreglo entre las partes.

El modelo del pago de los CfD en países Nórdicos es:

$$CfD = Q_i (AP_i - SP)$$

Donde  $AP_i$  es el precio de área  $i$ ,  $SP$  es el precio en el sistema, y  $Q_i$  es el volumen contratado. Los pagos se calculan como la diferencia entre el precio de área y el precio del sistema multiplicado por el volumen contratado en una determinada área. En la ecuación CfD se observa que si el precio de área es más alto que el precio del sistema, entonces el propietario recibirá un descuento equivalente a la diferencia de precios multiplicada por la cantidad contratada. En caso contrario, el propietario deberá pagar la diferencia negativa.

De acuerdo a Kristiansen (2004) el precio de mercado de los CfD Nórdicos puede ser positivo, negativo o cero. El primer caso se obtiene si la expectativa del mercado es que el precio de área será mayor al precio del sistema. En el segundo caso la expectativa del mercado es que el precio de área será menor al del sistema. En el último caso se obtiene una cobertura

perfecta dado que los precios de área y del sistema son iguales; pero para crear una cobertura perfecta se debe cumplir lo siguiente:

1. Cubrir el volumen especificado usando los contratos forwards.
2. Cubrir el precio diferencial (para el mismo volumen y periodo) usando los CfDs.
3. Realizar la contratación física para el intercambio en el área.

Debemos añadir que en Noruega se ha adoptado un modelo de precio de área para manejar la congestión en el mercado del día anterior. En las áreas de precios bajos y altos se ha adoptado la aplicación de un cargo igual a la diferencia de precio de área y del sistema multiplicado por la cantidad transferida.

### **2.3.2 Derechos Financieros de Transmisión**

Los precios nodales estocásticos crean incertidumbre en los cargos de congestión produciendo una demanda adversa al riesgo para los participantes del mercado adversos al riesgo. Un instrumento para tratar de solucionar este problema son los FTRs que distribuyen las rentas de congestión que el operador del sistema colecta (Hogan, 1992).

La electricidad fluye de acuerdo a las leyes físicas de Kirchhoff<sup>13</sup> y es imposible seguir el rastro físico de los electrones por un cable de transmisión en redes malladas; en este sentido, es difícil también establecer el uso preciso de la capacidad de transmisión por un agente económico determinado. Por ello, es necesario redefinir el producto de la transmisión en términos de transacciones punto-a-punto con flujos implícitos. Es decir, en lugar de basarse en los derechos físicos enfocarse en los FTRs. Sobre este último punto, Joskow y Tirole (2000) han demostrado la superioridad analítica del enfoque de FTRs.

Un LTFTR (de largo plazo) 'qij' representa el derecho a recoger o la obligación a pagar el equivalente de los ingresos netos por inyectar energía eléctrica en la cantidad  $q$  al nodo  $i$  y recibiendo la misma cantidad en el nodo  $j$ . El FTR no especifica el camino tomado entre  $i, j$ . Por definición, un FTR otorga a su propietario el derecho de compartir las rentas de congestión que el

---

<sup>13</sup> En términos generales, las leyes de Kirchhoff establecen que los flujos de electricidad siguen la ruta de transmisión de resistencia mínima.

operador del sistema recibe en periodos de congestión en transmisión. Una de las ventajas de este modelo es que equivale a tener agentes responsables por las externalidades; es decir, que puedan pagar por ellas de tal forma que cuando los FTR coincidan exactamente con el despacho, el bienestar no se reduzca por la incertidumbre de los agentes. Bajo este mecanismo de mercado, los agentes pueden invertir en nueva capacidad de transmisión y financiar dicha inversión con la venta de LTFTRs.

La cantidad de FTRs se decide con anticipación y el operador del sistema es el encargado de asignarlos basado en preferencias y estimaciones de capacidad de transmisión futura. La diferencia entre la renta de congestión y el pago a los propietarios de los FTRs puede ser positiva, igual a cero o negativa. El primera caso es el resultado de un excedente del operador del sistema que es redistribuido a propietarios de los FTRs; el segundo caso es cuando el excedente que colecta el operador es nulo; y el tercer caso, cuando el pago de FTRs excede a la renta de congestión y, por tanto, el operador del sistema tiene que reducir proporcionalmente los montos de los FTRs. La asignación de estos derechos se hace a través de una subasta, aunque los FTRs también los puede otorgar el operador directamente a los consumidores del servicio de transmisión quienes pagan el costo integrado del sistema de transmisión.

El diseño de la subasta depende de la estructura del mercado y la dirige el operador del sistema. La fórmula de los pagos es:

$$FTR = Q_{ij}(P_j - P_i)$$

Donde  $P_j$  es el precio en el nodo  $j$ ,  $P_i$  es el precio en el nodo  $i$ , y  $Q_{ij}$  es la cantidad enviada por la ruta  $ij$ . En otras palabras, un FTR puede ser visto como una inyección de electricidad  $Q_{ij}$  al nodo  $i$ , y un retiro de  $Q_{ij}$  del nodo  $j$ . Hogan (2002b) menciona que los FTRs pueden tomar diferentes formas tal como “punto a punto” o “flowgate” (electricidad que fluye de un grupos de nodos y líneas a otro similar).

Rosellón (2003) menciona que existen tres posibles enfoques para estimular inversión en expansión de transmisión: FTRs de largo plazo, precios tope y, análisis de poder de mercado, los cuales se formulan con equilibrio en el mercado spot. De todos ellos, en este trabajo nos vamos a centrar en los



FTRs de largo plazo que son asignados por el operador del sistema a través de una subasta. En la práctica hay FTRs que tienen duración entre seis meses y cinco años, sin embargo debemos considerar que el tiempo de vida de una inversión en transmisión eléctrica es de treinta años aproximadamente.

El enfoque de FTRs de largo plazo se basa en el mercado spot de energía y el mercado de servicios complementarios del corto plazo controlado por el operador del sistema. Para Hogan (2002a) este enfoque es como un modelo de inversión de mercado en transmisión porque los FTRs incrementales contribuyen a fijar precios basados en el mercado y crean incentivos para invertir en expansión.

Por otra parte, Bushnell y Sofft (1997) mencionan hasta tres razones por las que el mercado falla en lo que se refiere a la expansión de redes. En primer lugar, porque aumenta el poder de mercado de un propietario que ofrece capacidad de transmisión en una sola región. En segundo lugar, porque los beneficios de inversión no son directamente apropiables; y en tercer lugar, porque existen externalidades negativas de expansión en una red sobre otra.

Los autores mencionados anteriormente, estudiaron los efectos de la expansión en una red con dos nodos a la cual se le aumentó una nueva línea, demostrando que la expansión puede alterar algunos de los FTRs existentes, y propusieron que el inversionista pueda devolver el pago que corresponde a las externalidades a los demás participantes del mercado. También demuestran que el valor de los FTRs incrementales asignado bajo la regla de factibilidad será menor o igual al cambio en el bienestar social. Así, si una inversión en transmisión reduce el bienestar social, el inversionista tiene que tomar el FTR incremental con valor negativo. Pero para evitar las inversiones que reducen el bienestar social, los participantes del mercado debieran tener FTRs que coincidan perfectamente con su carga o demanda de red, y los FTRs incrementales debieran ser asignados bajo una regla de viabilidad.

Hogan (2002a) extiende el análisis de Bushnell y Sofft planteando algún tipo de axioma a priori que pueda definir FTRs de largo plazo. Entonces, el modelo de FTRs de largo plazo considera a generadores, demandantes, una compañía independiente que es propietaria de la red pero sin responsabilidad en la operación del sistema (Gridco) e inversionistas de mercado. La asignación de FTRs sigue ciertos criterios, el primero de ellos es que los FTRs

incrementales deben ser simultáneamente factibles respecto a los FTRs existentes; el segundo, es que tal FTR incremental debe seguir siendo factible a pesar de la incertidumbre asignada a la compensación aproximada después de los resultados del mercado.

El tercer criterio se refiere a la maximización de la función objetivo del inversionista; y la cuarta, es que este proceso de asignación aplica tanto en caídas como en aumentos de capacidad de transmisión. Sin embargo, como señala Hogan (2002a), la definición de la compensación aproximada de los FTRs es una tarea difícil, por lo que propone definir un “premio aproximado” (positivo o negativo) para el mejor uso de la red actual en la misma vía que el FTR fue adjudicado, mediante la maximización de las preferencias actuales en términos de FTRs, o maximizando las preferencias de los inversionistas y simultáneamente minimizar la cantidad de FTRs.

### **2.3.3 Ingreso adecuado y factibilidad simultánea**

Se entiende como ingreso adecuado a que los ingresos recaudados en el despacho a precios nodales sean al menos iguales a los pagos de FTRs en el mismo periodo. Por su parte, la factibilidad simultánea se refiere a las restricciones del sistema de transmisión. En cada periodo hay un cambio de configuración de la red y por tanto de los FTRs ofrecidos, la prueba de factibilidad debe ejecutarse en la corrida del modelo para asegurar que el sistema de transmisión puede soportar el conjunto de FTRs. Luego, si el conjunto de FTRs es factible simultáneamente, entonces podemos decir que tienen ingresos adecuados. Hogan (1992) demuestra esta condición para redes sin pérdidas; Bushnell y Stoft (1996) lo demuestran modelando redes con pérdidas cuadráticas; y luego Hogan (2000) lleva el análisis a restricciones no lineales y suaves.

Tomemos en cuenta que el mercado de FTRs se opera simultáneamente al mercado real (spot), para asegurar un adecuado ingreso en el despacho deben satisfacerse las ecuaciones de flujo de energía, las restricciones de balance de pérdidas y las restricciones de transmisión. La prueba de factibilidad está dada por el siguiente modelo:

$$Y = \sum_k t_k^f$$

$$L(Y, u) + \tau^T \cdot Y = 0$$

$$K(Y, u) \leq 0$$

La interacción simultánea entre los FTRs en las subastas de mercado determinan los precios de los FTRs y pagos de congestión. Sin embargo, para Oren (1995) y Oren y Deng (2003) las pruebas de factibilidad simultánea son muy estrictas dado que pueden haber más productos transables en el intercambio que el volumen físico transferido. Bushnell y Stoft (1997) objetan esta posición diciendo que la condición de factibilidad no sólo es importante en la determinación de precios de FTRs y pagos de congestión en el periodo corriente, sino que también es importante en la asignación de nuevos FTRs para los nuevos inversionistas. Luego, Oren y Deng (2003) proponen que la condición de ingreso adecuado se relaje y pueda ser expresado a una cantidad anual o periodo determinado.

### **2.3.4 Crítica al modelo de FTRs**

Los principales críticos del modelo FTR son precisamente Joskow y Tirole (2002 y 2003) quienes cuestionan la eficacia del modelo en su habilidad para crear incentivos de inversión en transmisión. Ellos mencionan que muchos de los mercados eléctricos son volátiles y, por tanto, ninguna restructuración de los mismos ha incluido enfoques puros de mercado. Por ejemplo, el operador del sistema de los mercados PJM y New York utilizan FTRs de largo plazo, Australia pone en práctica una combinación de regulación e inversión de transmisión en mercados, Argentina también usa un enfoque híbrido bajo un esquema de precios nodales. El argumento crítico está en los supuestos del modelo de los FTRs, los cuales de acuerdo a Joskow y Tirole se basan en una estructura de competencia perfecta que permite eficiencia, los cuales son:

- i. No existen retornos crecientes a escala.
- ii. No existen costos hundidos.
- iii. Los precios nodales reflejan perfectamente la disponibilidad de pago de los consumidores.
- iv. Las externalidades de red han sido internalizadas en los precios nodales.

- v. No existe incertidumbre en las rentas de congestión.
- vi. No existe poder de mercado, por lo que los mercados siempre se limpian mediante precios.
- vii. Hay mercados futuros completos.
- viii. El operador del sistema no tiene preferencias inter-temporales en relación a la capacidad de transmisión efectiva.

El punto central del argumento de Joskow y Tirole es que si alguno de los supuestos arriba mencionados no se cumple, entonces el modelo de FTRs no logra crear incentivos adecuados para prevenir congestión en la red de transmisión. En particular argumentan lo siguiente:

- El mercado eléctrico aumenta precios en áreas restringidas, por lo que los precios no reflejan costos marginales. Se observa que los generadores en una región restringida o congestionada tienden a retener el producto para aumentar sus precios. Luego, el precio más alto que limpia el mercado sobreestima los beneficios de los FTRs. Concretamente, la congestión en transmisión crea pagos a inversionistas que son menores que el incremento en excedente social.
- Existe capacidades de transmisión incremental que no son bien definidas y son estocásticas. La inversión en transmisión es dinámica y no hay una perfecta coordinación de inversión interdependiente en generación y transmisión. La oferta y demanda son estocásticas y, por tanto, los precios nodales también lo serán.
- La separación del operador del sistema y del propietario de la red de transmisión un problema de “moral-hazard” (acciones ocultas) de tipo “in teams” (dentro de los equipos). Esto quiere decir que si los incentivos de estas dos partes no están alineados, entonces hay un riesgo de acciones por parte del propietario de la red. El supuesto sobre igual acceso a oportunidades de inversión no es correcto porque invertir en la red del incumbente solo es eficiente a través del mismo propietario.
- La factibilidad inicial de FTRs puede depender de variables exógenas inciertas. Incluso, instalar una nueva línea de transmisión puede traer consigo un bienestar social negativo (Bushnell y Stoff, 1997).

Otros estudios también han señalado deficiencias al modelo de FTRs; por ejemplo, Perez-Arriaga (1995) menciona que los ingresos de la fijación de precios nodal apenas cubre el 25 por ciento de los costos totales, por lo que es necesario combinar el enfoque de FTRs con una estructura de precio fijo para recuperar los costos fijos.

Kristiansen y Rosellón (2006) responden a estas críticas argumentando que el uso del modelo de FTRs está diseñado para promover la expansión *marginal* de líneas de transmisión en pequeña escala, en el corto plazo y para redes malladas, bajo supuesto de no existencia de poder de mercado. A partir de los dos enfoques (regulatorio y de mercado), HRV construye un modelo híbrido que incentiva inversión en redes utilizando una tarifa en dos partes así como subastas de FTRs. Este modelo se describe con mayor detalle en la sección 4 del presente documento.

Hogan (2003) también hace algunas defensas al modelo de FTRs diciendo que las contingencias exógenas, fuera del control del operador del sistema, efectivamente pueden llevar a obtener ingresos adecuados; sin embargo, tales casos son atípicos y no representativos porque muchas de las contingencias que se presentan se pueden anticipar corriendo una restricción de seguridad un periodo antes (N-1). Por ejemplo, en el despacho se puede tomar en cuenta la caída de una línea o de un generador; así, el flujo de energía después de una caída puede ser factible en el despacho.

Sobre las externalidades negativas el autor menciona que pueden ser consideradas permitiendo que el inversionista pague por ellas. El mercado de FTRs es sólo eficiente cuando no hay poder de mercado y cuando las inversiones en transmisión resultan en mercados no congestionados. Agrega, también, que las inversiones en transmisión deben realizarse a través de proyectos de baja escala (inversiones pequeñas o medianas) y los proyectos de gran escala (inversiones grandes) deben ser regulados. La regulación también debe ser aplicada para evitar el poder de mercado que dificulte la línea fronteriza entre estos dos tipos de proyectos. Hogan (2003) también revisa los problemas de agencia y de asimetría de información como resultado de un marco institucional de la industria eléctrica donde el operador del sistema está separado de la propiedad de transmisión y es descentralizado.

De la literatura de FTR se puede desprender un convencimiento sobre la necesidad de coexistencia entre la planificación centralizada y la creación de incentivos para inversión en expansión. La planificación central es necesaria por las economías de escala y los incentivos a la congestión de redes. Joskow y Tirole (2002) agregan que es importante la definición de las funciones del operador del sistema en temas de planeación, cronograma y grado de participación en expansión de transmisión. Lo que es imposible definir con anticipación es la actividad del sistema de transmisión en términos de un proceso de salida dado que es imposible trazar el flujo de la electricidad a través de las redes, por lo que es necesario una redefinición del producto de salida como uno de “punto a punto”.

Barmack (2003) argumenta que si el propietario de la transmisión admite el riesgo del déficit de la renta de congestión (pagos a propietarios de FTRs) entonces debería ser compensado con pagos fijos para financiar los déficit, para lo cual se requerirá de la creación de algún tipo de fondo. Otra alternativa es que los FTRs sean financiados, al menos parcialmente, para solamente pagar la renta de congestión coleccionada; o también, que los proveedores independientes de la transmisión, puedan comprar un volumen de FTRs restringido para que el déficit no sea probable. Además, se propone usar regulación basado en desempeño.

### **2.3.5 Poder de Mercado y los FTRs**

Joskow y Tirole (2000) estudiaron una red lineal radial para diferentes estructuras de mercado en generación y FTRs. Ellos demostraron que el mercado de FTRs para un productor en la región de importación de energía (o consumidor en la región de exportación) lleva a una condición más monopólica (monopsónica) porque los mercados de FTRs crean un incentivo para reducir generación (demanda) incrementando los valores de los FTRs. De acuerdo a la literatura de los FTRs<sup>14</sup>, se concluye que los generadores están más cómodos en mercados congestionados. En una situación donde los FTRs son inicialmente asignados a un único propietario el cual no es un generador o un

---

<sup>14</sup> Bushnell, 1999; Bushnell y Stoft, 1997; Joskow y Tirole, 2000; Oren, 1997; Joskow y Schmalensee, 1983; Chao y Peck, 1997; Gilbert, Neuhoff, y Newberry, 2002; Cardell, Hitt y Hogan, 1997; Borenstein, Bushnell y Stoft, 1998; Wolfram, 1998; Bushnell y Wolak, 1999.

agente demandante de carga, el monopolio generador deseará adquirir todos los FTRs. Si todos los FTRs iniciales son distribuidos a los participantes del mercado y no existe poder de mercado, el generador no comprará FTRs.

Cuando los FTRs son subastados al más alto postor, el generador comprará un número aleatorio de FTRs. Por tanto, se debe regular el comportamiento de los generadores en el mercado de FTRs. Gilbert, Neuhoff, y Newberry (2002) analizan formas de prevenir este incentivo perverso identificando condiciones donde diferentes mecanismos de asignación de FTRs puedan neutralizar al generador durante la congestión en transmisión.

En una subasta de precio uniforme arbitral, los generadores compran FTRs que puedan perjudicar sus mercados, mientras que una subasta de FTRs tipo pay-as-bid (pago por oferta) pueden ver mejorados sus mercados de energía. Específicamente para el caso de red radial, el mercado de energía puede verse perjudicado porque no se asignan a los generadores como propietarios de los FTRs relacionados a su propia energía. Para el caso de tres nodos se requiere definir FTRs de acuerdo a los nodos de referencia con el precio menos influenciado por las decisiones de generación de energía.

En la implementación de los modelos de FTRs se diseñan reglas para disminuir el efecto negativo de los mercados de energía (Rosellón, 2003). Por ejemplo, la Federal Energy Regulation Commission (FERC, 2002) ha incluido reglas para moderar el mercado de energía de acuerdo al diseño de mercado estándar; así pues, distingue entre un precio alto debido a la escasez y un precio alto debido a la ejecución misma del mercado. También propone usar una oferta tope para generadores mediante un mecanismo de orden de mérito en el mercado real (spot) para una región restringida y un “safety net” (red de seguridad) para demanda aleatoria.

Chandley y Hogan (2002) alegan que este mecanismo es ineficiente porque el uso de penalidades para contratos pequeños podría impedir la obtención de precios que limpien los mercados de energía y reserva. Asimismo, los contratos de largo plazo deberían ser voluntarios y basados en cobertura financiera y no en requerimiento de capacidad.

Léautier (2001) analiza expansión de transmisión en una red de tres nodos en dos periodos. La expansión de transmisión que ocurre en el primer periodo otorga ingresos al dueño de la red, en el segundo periodo el operador

del sistema maximiza beneficios del consumidor en el despacho de acuerdo a una regla “pay-as-bid” (pago obligado). Este autor encuentra dos efectos principales: el primero de ellos es un efecto sustitución donde la expansión de transmisión permite sustituir electricidad más cara por otra más barata, este efecto siempre incrementa la generación; el segundo efecto es estratégico, donde se busca incrementar la competencia en generación, este efecto es incierto y depende de los pesos en los beneficios del generador respecto a los pesos de la utilidad del consumidor. Si pesa más los beneficios de los generadores, entonces más bajo es el efecto positivo en el bienestar.

Basado en estos resultados, Léautier argumenta que los generadores incumbentes no necesariamente son los mejores agentes en el mercado para llevar a cabo las inversiones en expansión, puesto que ellos pueden preferir redes congestionadas. En ese sentido, para mejorar el bienestar a través de la inversión en transmisión, el regulador del mercado debe separar verticalmente la industria eléctrica con el fin de algún otro participante del mercado invierta en transmisión de redes.

Por su parte, Bushnell y Stoft (1997) muestran que en una red de tres nodos, un generador puede beneficiarse del bienestar social reduciendo los niveles de inversión. Basados en los hallazgos de estas investigaciones, el comportamiento de los generadores en el mercado de los FTRs se debe regular. Hogan (2002a) propone que las compañías de transmisión debieran ser los principales compradores y vendedores de FTRs de largo plazo.

### **2.3.6 Pope - Harvey y los FTRs de largo plazo**

Pope y Harvey (2002) presentan una metodología para implementar FTRs de largo plazo. El operador independiente asigna FTRs de largo plazo a las partes que invierten en transmisión, a un plazo tan largo como sea necesario para hacer posible la expansión de la red. Los FTRs incrementales se asignan basados en preferencias del inversionista, aunque el operador del sistema puede asignar los FTRs directamente. En este proceso la cantidad de FTRs existentes e incrementales deben ser tomados dentro de la contabilidad de tal manera que todos los FTRs sean factibles simultáneamente y así asegurar un adecuado ingreso. La subasta incluye restricciones de viabilidad que es el mecanismo por el cual se coteja que las nominaciones de los FTRs que se



otorgan a los inversionistas sean factibles, y previene la asignación de FTRs que fueron creados inevitablemente por el efecto de la expansión de la red.

En el proceso de licitación se siguen varios pasos: primero el inversionista puede elegir entre FTRs de corto plazo (se asignan cada 6 meses con tiempo de vida de 6 meses) y largo plazo (se asignan una vez con tiempo de vida de 20 años). Segundo, la asignación de FTRs incremental toma lugar en un periodo de subasta o en un periodo de no subasta. En el primer caso se asignan FTRs de verano e invierno basados en preferencias del inversionista. En el periodo de no subasta la capacidad de transmisión reservada se publica para venta en posteriores periodos.

Harvey (2002) analiza la asignación de FTRs incrementales asociados con líneas de corriente directa (DC). Estas líneas requieren especial atención en la fijación de precios de transmisión, en la prueba de factibilidad y en la asignación de FTRs incrementales.

### **2.3.7 Fijación de precios de contratos de congestión y enfoques alternativos**

En una situación de congestión de redes de transmisión se producen ciertos derivados o productos como los FTRs ó CfD que suelen ser utilizados para remediar el problema. Estos derivados tienen que reflejar un precio tal que la congestión se resuelva, pero hacer esto no es una tarea fácil para el operador del sistema ya que requiere de una tarea de coordinación y cálculo adecuado.

En la literatura energética encontramos diversos estudios que han buscado analizar si los precios de los derivados son los adecuados en el mercado. Por ejemplo, Siddiqui (2003) estudió el precio de los contratos de congestión de la transmisión en los mercados eléctricos de New York y encontró que el precio de estos contratos no refleja la renta de congestión para el caso de grandes coberturas y largas distancias, donde los propietarios de los contratos de congestión en transmisión pagan primas de riesgo excesivas. La explicación de estos precios elevados puede responder a la definición de los propios contratos, con capacidad fija en periodos fijos y costos de transacción altos para ser desagregados en el mercado secundario. En ese sentido, los participantes del mercado predicen incorrectamente congestión para las coberturas pequeñas y cortas distancias.

La fijación de precios de contratos está basado en congestión anticipada y factible la cual no necesariamente puede ser realizada en el despacho actual, esto puede generar que los contratos estén mal valorados. Sin embargo, la fijación de precios de contratos inapropiada puede responder a la inmadurez de los mercados; también puede afectar el arbitraje de precios de la electricidad, la aversión al riesgo y el riesgo regulatorio.

Por otro lado, Kristiansen (2004) estudió el precio de CfD en el mercado Nórdico y encontró que muchos de los contratos no reflejan la renta de congestión. Hay otros contratos que subestiman la renta de congestión habiendo un pago positivo a los propietarios de estos contratos. Los CfD son comercializados como contratos forward pero no tienen conexión con las rentas de congestión que el operador del sistema reúne. Esta situación puede explicarse porque estos mercados han estado operando desde hace poco tiempo (noviembre de 2000) y aún no han alcanzado la madurez necesaria.

Además del enfoque de FTRs y CfD se pueden mencionar dos enfoques que hagan posible la expansión en transmisión (Rosellón, 2003). El primero de ellos define la expansión óptima de la red de transmisión de acuerdo al comportamiento estratégico de generadores, considerando las conjeturas hechas por cada generador respecto al costo marginal de otros generadores para la expansión de red. El enfoque analiza el valor presente neto de las inversiones en transmisión y generación y sus interdependencias. La debilidad es que asume un modelo de transportación sin flujo de bucle.

El segundo enfoque posible se refiere a mecanismos regulatorios para Transcos. La idea básica es que la Transco muestre del costo social de congestión en transmisión, y usar una tarifa tope en dos partes que resuelve los incentivos opuestos a congestionar la red de transmisión existente y expandirla en el largo plazo. Este enfoque utiliza el análisis de la función de costos y demanda para la transmisión, aunque en la literatura aun se usa un incremento monótonico de las funciones de costos. Hogan (2002a) demuestra que una expansión de un cierto enlace puede conducir a una caída en la capacidad total de transmisión.

Existe un debate con respecto al uso de un Transco regulado para la expansión de transmisión. Por un lado Hunt (2002) y Joskow y Tirole (2002) mencionan que un modelo Transco evita problemas de riesgo moral entre el

transmisor y el operador del sistema, por lo que la Transco regulada ofrece una ventaja en el enfoque de mercado al internalizar las externalidades, y se puede aplicar regulación por incentivos bajo flujos de bucle (Vogelsang, 2001).

Por otro lado, el enfoque Transco presenta problemas de implementación. Hogan (1999a) menciona que una Transco requiere un marco institucional con un solo propietario de la red, y eso implica hacer una discriminación en el uso de la transmisión como ocurre en el Reino Unido (Wilfram, 1999).

## **CAPÍTULO 3.**

### **MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CANADÁ Y EN LA PROVINCIA DE ONTARIO**

#### **3.1 El mercado eléctrico en Canadá**

Canadá es un país de gran extensión territorial, cuenta con 9,984.670 km<sup>2</sup>, y aproximadamente 32,7 millones de personas viven en este país<sup>15</sup>. Canadá tiene un gobierno parlamentario con fuertes tradiciones democráticas. El parlamento está compuesto por La Corona, una Cámara de Los Comunes electa por el pueblo, y un Senado designado. Cada miembro del parlamento en la Cámara de Los Comunes es elegido por mayoría simple en un distrito electoral o su equivalente. El primer ministro es quien convoca a elecciones generales, las cuales deben de ser máximo cinco años después de la elección anterior, o pueden ser desencadenadas por el gobierno al pedir la moción de censura en el parlamento.

Canadá cuenta con 10 provincias, de Este a Oeste son: Newfoundland, Prince Edward Island, Nova Scotia, New Brunswick, Québec, Ontario, Manitoba, Saskatchewan, Alberta y British Columbia; además, cuenta con 3 territorios que son: Noroeste, Nunavut y el Yukón. (Ver Figura 2).

Cada una de las 10 provincias de Canadá tiene una legislación propia en materia de servicio eléctrico que se deriva de la interacción de diferentes figuras y/o actores de la política energética en este país. El regulador federal del sector eléctrico es la National Energy Board (NEB) que es la encargada de escribir los lineamientos generales de la política energética nacional; cada provincia cuenta con un regulador que está encargado específicamente de la regulación local; además existen en las provincias operadores del sistema que son los encargados de la administración y el despacho eléctrico; y también, las compañías de generación y transmisión de cada provincia.

Dada la composición política del país, la normativa sobre transmisión eléctrica en Canadá tiene tres niveles: federal, provincial y territorial. El nivel federal se encarga de asuntos internacionales e interprovinciales; esto es, en materia de electricidad en todos los asuntos que tengan que ver con

---

<sup>15</sup> Cifra oficial de acuerdo al Censo 2006 realizado en Canadá.

exportación, instalaciones, afectación al medio ambiente, entre otros, y está a cargo del Consejo Nacional de Energía instituido desde el regulador federal. La regulación a nivel provincial se realiza a través de normativas y reglamentos establecidos conjuntamente entre el Consejo de Energía Local y las instituciones de los gobiernos provinciales.

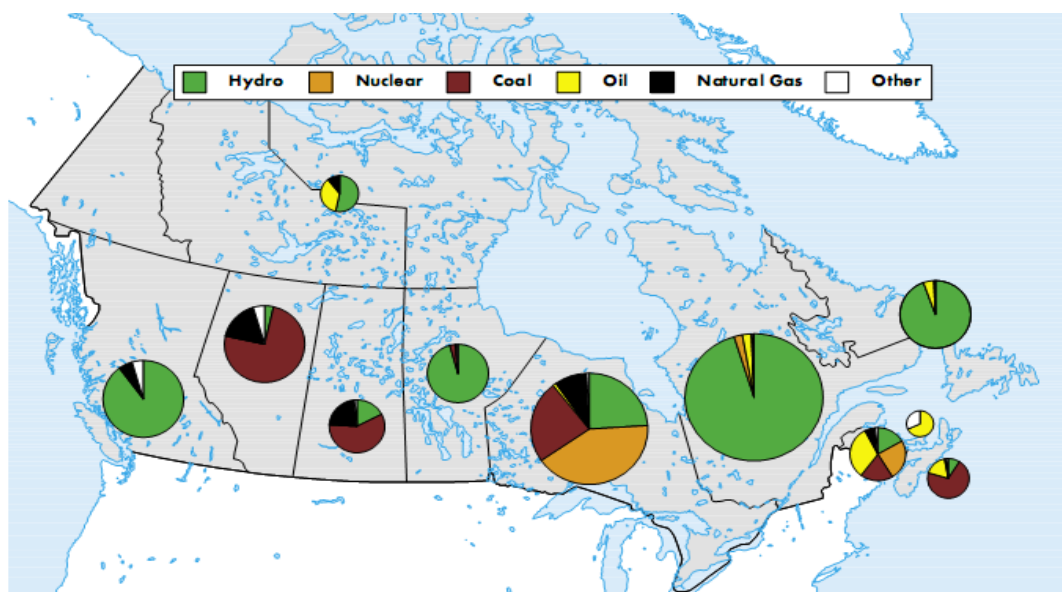
**Figura 2. Mapa de la geografía política de Canadá**



Fuente: NEB.

Canadá es un país que cuenta con grandes fuentes de energía de bajo costo; así pues, aproximadamente un 50 por ciento de la generación de electricidad corresponde a hidroeléctricas y 25 por ciento de generadoras a base de energía nuclear. Otras fuentes de energía son las generadoras que utilizan carbón (15%) y generadoras a gas natural y otros combustibles (10%). En la figura 3 se puede apreciar la composición de las fuentes de energía en cada una de las provincias de Canadá.

**Figura 3. Fuentes de energía en las provincias de Canadá**



Fuente: NEB.

En cuanto al tendido de redes, esta se diseña en base a interconexiones dentro de una provincia o pares de provincias; es decir, podemos encontrar una interconexión entre las principales provincias contiguas que abastecen a una población significativa. La red de transmisión de Canadá consta de aproximadamente 160 mil kilómetros de líneas de alto voltaje (115, 230 y 500 kilovoltios).

Una característica peculiar en 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. Estos son los casos de Ontario y British Columbia, cuyos principales sistemas de transmisión llevan la energía desde el norte a los mercados del sur. Similar es el caso de Québec, que transporta la energía más de 1,100 kilómetros desde Churchill Falls hasta Montreal; y también en Manitoba, donde se transporta la energía eléctrica desde Nelson River hasta Winnipeg.

En el cuadro 2 se muestra mayor detalle de las características del sector eléctrico canadiense por provincias. Así, se detalla el total de producción eléctrica, las fuentes de energía, la propiedad de las redes de transmisión, y las características de la integración de la transmisión como de todo el sistema eléctrico.

**Cuadro 2. Características del Sector Eléctrico Canadiense por Provincias**

Provincia	Producción (TW/h)	Fuentes de Energía	Propiedad Transmisión	Sistema Eléctrico	Sistema de Transmisión
Newfoundland	41	Hidráulica	Público 80%	No está integrado verticalmente. Un distribuidor privado dominante.	Integrado horizontalmente, monopolio.
Prince Edward Island	0.021	Termal	Privado 100%	En distribución 2 firmas tienen franquicias territoriales	Integrado horizontalmente, monopolio.
Nova Scotia	10	Termal	Privado 100%	Integrado verticalmente	Integrado horizontalmente, monopolio
New Brunswick	16	Termal, Hidráulica, Nuclear	Público 100%	Integrado verticalmente	Integrado horizontalmente, monopolio
Québec	165		Público 100%	Integrado verticalmente. Regulador independiente monitoreando los precios de transmisión y distribución.	Integrado horizontalmente, monopolio
Ontario	146	Nuclear, Termal, Hidráulica	Público 100%	No está integrado verticalmente. Único generador: Ontario Hydro Distribuidor y comercialización es desintegrado horizontalmente, 300 municipios distribuidores.	Integrado horizontalmente, monopolio
Manitoba	33	Hidráulica	Público 100%	Integrado verticalmente. Un solo distribuidor distinto en Winnipeg.	Integrado horizontalmente, monopolio
Sackatchewan	16	Termal	Público 100%	Integrado verticalmente	Integrado horizontalmente, monopolio
Alberta	53	Termal	Privado 80%	No es completamente integrado	Integrado horizontalmente, monopolio
British Columbia	60	Termal Hidráulica	Público 100%	Integrado verticalmente. En paralelo con BC Hydro, hay un operador pequeño integrado en una localidad	Integrado horizontalmente, monopolio

Fuente: NEB.

## **3.2 Proceso de reforma energética en Ontario**

### **3.2.1 Antecedentes de la reforma**

Hasta antes de octubre del año 1998, el mercado eléctrico en Ontario se caracterizó por estar integrado verticalmente. Es decir, la fase de generación, transmisión y distribución eléctrica era responsabilidad de una sola compañía llamada Ontario-Hydro.

Sucedieron una serie de eventos para que colapsara esta compañía. Así, para algunos estudiosos del sector eléctrico en Ontario, como Tom Adams (2000), el declive de Ontario-Hydro comenzó cuando finalizó la construcción de la estación de energía nuclear Darlington en 1993, a un costo de \$14.4 miles de millones de dólares aproximadamente, cuando inicialmente se había programado terminar esta estación en 1983 (diez años antes) y a un costo de \$2.5 miles de millones de dólares (casi seis veces más su costo original). Además de los sobrecostos, la estación Darlington sufrió de varias fallas técnicas que mermaron su producción y sus ingresos. Esta estación fue la principal causa del incremento en precios de la electricidad en aproximadamente un 20 por ciento en la provincia de Ontario entre los años 1989 y 1993.

También debemos considerar que la producción de energía nuclear tuvo su nivel de producción más alto en el año de 1994 pero desde esa fecha hasta el año 1998 fue cayendo considerablemente. Ante tal situación, un grupo de industriales poderosos (la Asociación de principales Consumidores de Energía en Ontario) empezaron a considerar otras alternativas a la oferta de Ontario-Hydro como respuesta a los altos precios de electricidad y a la caída del precio de gas natural en ese mismo periodo.

El presidente de Ontario-Hydro, Maurice Strong (1993 a 1995), implementó una serie de cambios en la gestión de la empresa, las cuales resultaron beneficiando a los intereses públicos; entre las cuales resaltan el cierre no programado de un reactor nuclear, la finalización del plan de expansión de Ontario-Hydro que estaba asociado con el Acta de Valoración del Medio Ambiente, la reducción de la fuerza laboral de la empresa en aproximadamente un tercio, y un congelamiento de las tarifas eléctricas. Con estas disposiciones, la empresa consiguió un desarrollo sostenible, incluyendo



también la conservación de energía y el interés en debates públicos sobre las opciones de competencia para el futuro de la electricidad en Ontario.

No obstante esa mejora e intento de resurgimiento de Ontario-Hydro, en ese periodo también se llevó a cabo una reforma para reorganizar a la compañía en unidades de negocio, por ejemplo la unidad de negocios de la generación nuclear. Los resultados fueron inesperados, se evidenció una caída en varios millones de dólares debido a que sus ingresos por la venta de energía fueron insuficientes para pagar las deudas relacionadas a la construcción de la estación. A estos hechos se sumó que las prácticas de contabilidad de Ontario-Hydro evidenciaban falsedad; por ejemplo, se había contabilizado las cuentas por cobrar para inversión de entubación de los reactores nucleares durante el periodo de 1983 a 1989, lo cual fue una farsa (Adams, 2000).

En líneas generales, Ontario-Hydro se encontraba en una posición insostenible, sus costos de generación y precios de venta eran relativamente altos si los comparamos con la provisión de electricidad usando gas natural; peor aun, parte de los costos fijos de la empresa se habían hipotecado (infraestructura) y se debían de pagar exista o no demanda de electricidad. Este fenómeno se conoce en la literatura económica como “la espiral de la muerte” porque una caída en las ventas puede causar un círculo vicioso y destructivo. La situación se agravó más aun cuando la empresa por buscar protegerse de la disminución de ingresos accedió a “contratos secretos” para vender energía con grandes descuentos a los principales clientes, y de esta manera asegurar el desarrollo de generación de bajo costo para grandes consumidores.

Como se preveía, esta situación trajo consigo daños al consumidor, al medio ambiente y a las finanzas de la empresa. Con todo este panorama adverso, era necesaria una dirección responsable de Ontario-Hydro, que se preocupe por disciplinar las finanzas, la protección de los consumidores y del medio ambiente.

Un evento importante, dentro del Comité Asesor de Competencia en el Sistema Eléctrico de Ontario (también conocido por Comité Macdonald), fue que la Asociación de Principales Consumidores de Energía de Ontario cambió su posición inicial de mantener el monopolio de Ontario-Hydro para dar lugar a

un mercado basado en competencia. La nueva posición de este grupo de interés estuvo motivada por la recuperación de costos para cubrir la situación financiera deficitaria de la empresa y de todos los consumidores. Esto ayudó a cambiar la política energética de Ontario.

### **3.2.2 Conflictos de intereses en la reforma**

El juego de intereses privados y de organizaciones estuvo presente en la reforma eléctrica de Ontario. Por un lado, los sindicatos de trabajadores de Ontario-Hydro (Unión de Trabajadores de Electricidad-CUPE 1000) se opuso a muchas de las recomendaciones de reforma del Comité Asesor por considerarlos muy prácticos y hasta falsamente atractivos, pero la presión de este comité y los otros grupos de poder (entre ellos la Asociación de Principales Consumidores) hicieron que el sindicato tuviera que moderar su posición. Para asegurar el cumplimiento de la reforma, se conformó una coalición de grupos de interés muy influyentes en la política, llamada “Stakeholder`s Alliance for Competition” (Alianza de las Partes Interesadas para la Competencia) que reunía a la Asociación de Principales Consumidores de electricidad en Ontario, la Sociedad de Productores Independientes de Energía de Ontario, y Hydro Mississauga. Dicha alianza se formó poco después de la publicación del acta de reforma con la finalidad de presionar su implementación.

En el estudio de Atlantic Institute for AIMS (2000) se identifican algunos eventos importantes de las negociaciones previas al informe del Comité Asesor. Así, en agosto de 1997, Ontario-Hydro dio a conocer los resultados de una revisión interna de su estación nuclear realizada por expertos de los Estados Unidos de Norte América, en donde se da cuenta de las deficiencias operativas y recomiendan el cierre de 7 de los 19 reactores en servicio. A raíz de este problema, el presidente de turno de la compañía Ontario-Hydro, Allan Kupsis, renunció a su cargo y la empresa se fue debilitando cada vez más y la desconfianza pública aumentó. Algunos defensores de la empresa manifestaron que el problema de las deficiencias de la estación no tenía relación con los 7 reactores, sin embargo el cierre de dichos reactores coincidió con la expiración de sus licencias de operación federal.

Un evento muy singular y que marcaría el destino de la implementación de la reforma es el ocurrido en noviembre de 1997, cuando el gobierno de Ontario, con la participación de la Ministra de Energía y Medio Ambiente, Norm Sterling, lanzó una publicación llamada “Dirección para el Cambio: trazando un camino para la Competencia en electricidad y el Empleo de Ontario” (Libro Blanco)<sup>16</sup>, en este documento se detalló la nueva política en electricidad. Pero cabe resaltar que el libro blanco contenía dos grandes diferencias respecto a las recomendaciones del comité asesor. La primera de ellas es que luego de la separación de Ontario-Hydro siguieron el modelo de la jurisdicción exitosa como en el estado de Victoria en Australia, en donde no contemplaba la creación de un operador independiente del sistema eléctrico. En segundo lugar, el libro blanco no propuso la privatización de los activos de la empresa, sino que impulsó la creación de una sola empresa de generación con amplio poder de mercado (Ontario Power Generation).

Por otro lado, el gobierno provincial creó el “Comité de Diseño de Mercado” a principios de 1998, el cual estaba dirigido por la escuela de leyes de la Universidad de Toronto, a cargo del Dr. Ron Daniels, con el objetivo de implementar las propuestas del libro blanco y dar recomendaciones para el diseño de un mercado eléctrico competitivo en Ontario. Como resultado del trabajo de este comité se publicó cuatro informes trimestrales<sup>17</sup> y normas parciales para la definición del nuevo mercado.

### **3.2.3 Reforma, críticas y problemas**

La reforma energética en Ontario empezó con la promulgación del Acta de Competencia de Energía en Octubre de 1998, basada en el Libro Blanco y los trabajos del Comité de Diseño de Mercado, mas no en las recomendaciones del Comité Asesor de Competencia en el Sistema Eléctrico de Ontario. Dicha acta buscó reorganizar el mercado eléctrico modificando la estructura de la compañía Ontario Hydro. En esta acta también se pretendió introducir mayor competencia en el mercado eléctrico de Ontario. Asimismo, la reestructuración

---

<sup>16</sup> Esta publicación se puede encontrar en el siguiente sitio web [www.theimo.com/imoweb/historical\\_devel/ finale.pdf](http://www.theimo.com/imoweb/historical_devel/finale.pdf).

<sup>17</sup> Los reportes del Comité de Diseño de Mercado se pueden encontrar en el sitio web [www.theimo.com/imoweb/historical\\_devel/Mdc/mdc.asp](http://www.theimo.com/imoweb/historical_devel/Mdc/mdc.asp).

de la industria buscó hacer posible el libre acceso a los mercados, y por tanto, reconoció a la fase de transmisión eléctrica como una facilidad esencial del mercado eléctrico. De acuerdo con esta reforma, se podría prever que los propietarios de líneas de transmisión permitieran el acceso no discriminado a sus líneas, y así permitir a los consumidores comprar energía eléctrica de fuentes generadoras más competitivas.

El Acta de Energía de 1998 creó cinco nuevas entidades cuya existencia legal empezaría a partir del 1 de abril de 1999. Estas son: Ontario Power Generation (OPG)<sup>18</sup>, Hydro One (HO)<sup>19</sup>, Independent Market Operator (IMO)<sup>20</sup>, Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC)<sup>21</sup>, Electrical Safety Authority (ESA)<sup>22</sup>.

Luego de la promulgación del Acta de Electricidad en 1998, en la cual se dio fin al sistema monopólico para la generación y venta de energía en Ontario, surgieron muchas críticas a la misma. Las principales críticas a la reforma de 1998 se basaron en el deterioro de la independencia de la agencia reguladora de energía en Ontario (OEB)<sup>23</sup>, y también en que dicha reforma permitía la irresponsabilidad financiera en las empresas sucesoras a Ontario-Hydro. Estas críticas no fueron tomadas en cuenta por el gobierno provincial, y años más tarde se convertirían en los principales problemas después de la reforma energética en Ontario.

La reforma energética de Ontario trajo consigo problemas que afectaron a los consumidores, a los contribuyentes y al medio ambiente. Un ejemplo de ello es que los consumidores en Ontario, después de la implementación de la reforma, pagaron más por la electricidad (Adams, 2000). Además, muchos de estos problemas afectaron al clima de las inversiones en el sector eléctrico de Ontario.

Atlantic Institute for AIMS (2000) detectó hasta ocho problemas fundamentales de la reforma eléctrica de 1998. Estas son: fecha de apertura de mercado incierta, falta de una contabilidad financiera, se continúa

---

<sup>18</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.ontariopowergeneration.com](http://www.ontariopowergeneration.com)

<sup>19</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.hydroone.com](http://www.hydroone.com)

<sup>20</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca)

<sup>21</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.oefc.on.ca](http://www.oefc.on.ca)

<sup>22</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.esainspection.net](http://www.esainspection.net)

<sup>23</sup> Ontario Energy Board Act, 1960 creó a la agencia reguladora Ontario Energy Board (OEB) como sucesor de Ontario Fuel Board.

subsidiando a los consumidores industriales, alteraciones en los precios de distribución local, falta de incentivos para la inversión, tarifas de transmisión politizadas, intermediarios se aprovechan de consumidores por la incertidumbre, decisiones incorrectas sobre desregulación de emisiones fósiles.

El primer problema hace referencia a que, en el Acta de 1998, no se estableció la fecha de apertura del mercado eléctrico. En el libre blanco de la Universidad de Toronto se manejó como fecha de apertura de mercado en noviembre de 2000; sin embargo, para dicha fecha resultó imposible contar con un sistema eléctrico integrado. El ministerio de energía tampoco asumió la responsabilidad de revisar la fecha de apertura de mercado. Luego, el operador del sistema dio a conocer un plan de negocios para los inversionistas en el cual se manejaba la apertura del mercado para mayo de 2001. Todos estos acontecimientos hicieron que se creara incertidumbre en el mercado eléctrico, con lo cual afectó las expectativas de nuevos inversionistas que prefieren postergar su participación en el mercado.

El segundo problema detectado fue la falta de contabilidad financiera. Al respecto, una de las entidades que se creó con la reforma de 1998 es la OEFC, encargada de llevar las finanzas (manejo de pasivos) pendientes de la antigua Ontario-Hydro. Sin embargo, esta entidad no cumplió con la presentación del informe financiero en su primer año fiscal. Luego de este periodo, los informes financieros presentados por la OEFC parecen ser poco claros, por ejemplo, la deuda consolidada de las entidades creadas después de la reforma y consolidadas por OEFC creció respecto a la deuda de Ontario-Hydro, y se ejecutaron inversiones significativas de dudoso trámite.

El tercer problema encontrado se refiere a la continuidad del subsidio a consumidores industriales. Con el supuesto de apertura del mercado, los descuentos a los grandes consumidores deberían acabar por considerarse anticompetitivos. Sin embargo, estos subsidios continuaron porque no se resolvió el problema de contratos de largo plazo (entre 20 y 50 años) que había firmado Ontario-Hydro con sus grandes clientes.

Un cuarto problema que se detectó después de la reforma es la alteración de precios de distribución local. Antes de la reestructuración del mercado de electricidad, la distribución municipal estaba libre de deudas, los

ingresos netos de estas empresas de distribución mostraban un superávit de alrededor de \$1 mil millones de dólares. Luego de la reforma, los precios se fijaron lo suficientemente altos como para saldar las deudas heredadas por el antiguo monopolio. Además de esto, en el Acta se entregó la transmisión y parte de la distribución a HO, y más aun, se permitió que la empresa transmisora pueda integrarse con empresas de distribución municipal.

La reforma de 1998 también trajo consigo un quinto problema referido a la falta de incentivos a la inversión. Este problema en realidad es 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. Este último se constituye como el sexto problema de la reforma. Las tarifas de transmisión incluyen el costo de los cables de alta tensión que cruzan la provincia de Ontario más los costos de congestión, pérdidas, interconexión con otras redes cercanas a la provincia y también un sobre costo por los pasivos heredados de Ontario-Hydro que no quedó claro por la falta de información contable pública en los gobiernos anteriores, y porque los políticos electos en la actualidad no están dispuestos a aclarar porque significaría un costo político que no están dispuestos a asumir<sup>24</sup>.

El séptimo problema de la reforma tiene que ver con el aprovechamiento de intermediarios sobre los consumidores por la incertidumbre que existe. Ante esto no se tiene regulación pertinente y adecuada. Por último, las decisiones incorrectas sobre desregulación de emisiones fósiles constituyen el octavo problema de la reforma energética, esto claramente ha tenido efectos negativos sobre el medio ambiente.

### **3.3 Características del mercado eléctrico actual en 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 son la nuclear, la hidráulica y la termal. La distribución porcentual aproximada de las fuentes de energía que existen en Ontario se muestra en el cuadro 3.

---

<sup>24</sup> De las entrevistas realizadas a funcionarios públicos de la OEB y académicos de la Universidad de Toronto, en la estancia de Investigación Doctoral en la ciudad de Toronto, marzo-julio de 2010.

**Cuadro 3. Tipos de plantas eléctricas en Ontario (en porcentaje)**

<i>Plantas eléctricas</i>	<i>Porcentaje</i>
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 por ciento menor que el del verano anterior. La demanda total para Ontario en el verano del año 2009 ascendió a 67.2TWh, y la producción anual de aproximadamente 146TW/h. Asimismo, las exportaciones e importaciones netas fueron de 5.0TWh y 3.4TWh, respectivamente. 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 de manera vertical. Existe un único generador público y, en menor proporción, pequeños generadores privados, un transmisor que concentra el 97 por ciento de las líneas, 300 municipios distribuidores, y también existen múltiples comercializadores que están desintegrados horizontalmente.

En la provincia de Ontario existen seis compañías de transmisión eléctrica; Hydro One es 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 transmisora de energía eléctrica más grande en Ontario en términos de kilómetros de líneas, consumidores e ingresos. Cuenta con aproximadamente 29,000 kilómetros de líneas que atraviesan la provincia y cubren 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.

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 trabajo, en estas zonas se agrupan nodos que son objeto de congestiones.

### **3.4 Análisis de la Normativa**

El diseño de la política eléctrica que proponemos en este trabajo contempla una revisión y análisis normativo que regula a la provincia de Ontario en materia energética. Se parte del análisis del Acta de Reforma Energética<sup>25</sup> aprobada por el gobierno de Ontario en octubre del año 1998. En el capítulo 3 se hizo una revisión amplia del antes, durante y después de la reforma. Aquí queremos poner énfasis que esta Acta da el marco legal inicial de reestructura del mercado eléctrico y crea las nuevas agencias encargadas de la provisión eléctrica. La responsabilidad legal, en temas de administración y tendido de redes de transmisión eléctrica, recae sobre Hydro One. Asimismo, la responsabilidad de operación del mercado eléctrico está a cargo de IESO.

Por otro lado, en la legislación de Ontario se cuenta con un Acta del año 2003 (Ontario Energy Board Amendment Act) en materia de precios de electricidad, en la cual se especifica que la agencia reguladora (OEB) debe asegurar que los precios que pagan los consumidores reflejen el verdadero costo de la electricidad. Esto implica que el OEB tiene la responsabilidad legal de proponer y promover mecanismos eficientes dentro de la política eléctrica en materia de fijación de precios.

Otra norma importante es el Acta de Reestructuración Eléctrica del año 2004, que complementa el Acta de 1998, y en la cual se traspa la mayor

---

<sup>25</sup> Se puede revisar el Acta completa en el siguiente sitio web:  
[http://www.e-laws.gov.on.ca/html/statutes/english/elaws\\_statutes\\_98e15\\_e.htm](http://www.e-laws.gov.on.ca/html/statutes/english/elaws_statutes_98e15_e.htm)



parte de activos en la generación al sector privado. También se establece la creación de contratos para promover la inversión en nueva capacidad de generación. Asimismo, esta reestructuración eléctrica busca fortalecer las normas de medio ambiente, mejorar el marco regulatorio, la creación de una agencia independiente responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico, y dejar de lado las prácticas de ofertas secretas que se oponen a la competencia.

Existe también normativa específica en materia de expansión de redes. La responsabilidad legal de los planes de provisión energética futura recae sobre Ontario Power Authority (OPA), el cual es encargado de hacer los estudios de generación y transmisión eléctrica para satisfacer las demandas futuras. Los procesos de regulación eléctrica están respaldados por un proceso de consultas públicas, y es el OEB en encargado de realizarlas, según su reglamentación interna.

### **3.5 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, incluyendo: IESO, OPA, OEB, y Ontario Ministry of Energy and Infrastructure (OMEI). Como lo explica Vegh (2010), estas agencias fijan el precio de la electricidad y, aunque la oferta y demanda desempeñan un papel importante en esta determinación, en realidad la influencia del mercado es muy pequeña. Son las agencias las que determinan el precio. El precio de la electricidad se subsidia<sup>26</sup> mediante la regulación para promover el consumo (y no, por ejemplo, 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 costo marginal de electricidad (hourly Ontario electricity price – HOEP). Sin embargo, hay coberturas y otras acciones por parte del gobierno que mitigan el impacto del HOEP. Estas acciones afectan las señales

---

<sup>26</sup> Ontario Energy Board (OEB) (2010a).

de precios que se envían 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 los generadores del sector privado. Ninguno de estos actores confía realmente 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 en instalaciones para nueva generación por medio de contratos. Aproximadamente la mitad de la capacidad de generación de OPG consiste en capital hidráulico y nuclear, y recibe un precio fijo anual por kilowatt/hora que, por definición, no tiene relación con el HOEP<sup>27</sup>. El motivo principal para fijar este precio es asegurar que 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 por ciento 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 restituía al consumidor. Como ejemplo podemos citar algunas cifras oficiales: en el año 2007, el precio límite de OPG fue 4.7 centavos/kWh; en mayo de 2008 el precio ascendió a 4.8 centavos/kWh. Del 1 de noviembre de 2006 al 31 de octubre de 2007 se devolvieron aproximadamente \$211 millones a los consumidores. El componente del precio regulado y el ingreso tope representó 85 por ciento de la energía que OPG ofrecía, mientras que sólo 15 por ciento de la energía de OPG se fija por medio de HOEP. Por lo tanto, los consumidores pagan en gran parte el precio regulado por el consumo de la energía ofrecida por OPG (Vegh, 2010).

Por otro lado, desde el año 2005 todas las inversiones privadas en Ontario recibieron dinero público como garantía. Este dinero proviene de OPA, que tiene la obligación de comprar energía de acuerdo con el Integrated

---

<sup>27</sup> El HOEP es afectado por la regulación del gobierno a través de la agencia reguladora.

Power System Plan (IPSP)<sup>28</sup>. A Julio de 2009, OPA manejaba 10 579 MW de capacidad de generación (la tercera parte de la capacidad de generación en Ontario). OPA pagaba la energía a los generadores a través de contratos de energía de largo plazo, y recuperaba sus costos bajo estos contratos de los consumidores mediante un mecanismo llamado Global Adjustment Mechanism (GAM).

El cálculo del GAM es complejo y refleja, en gran medida, los costos de los pagos por capacidad que los generadores requieren para invertir en Ontario, los cuales no se reflejan 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 que hace OPA a los generadores del sector privado. Este precio mixto reproduce una señal confusa, donde el papel del HOEP queda disminuido o perdido. Por ejemplo, en 2006 el operador del sistema determinó que el efecto de este precio mixto es una protección regulatoria del 81 por ciento 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, o sea que sólo se traslada un incremento de \$0.19 por MWh al gasto del consumidor. El HOEP va a continuar decreciendo a lo largo del tiempo, de acuerdo a lo planeado por la OPA, para incentivar nueva oferta. Así, en septiembre de 2009, los consumidores pagaron un HOEP de 3.15 centavos/kWh más un adicional de 2.63 centavos/kWh por GAM.

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

---

<sup>28</sup> Ontario Energy Board (OEB) (2011a).

### 3.6 Mecanismo de expansión de redes

El mecanismo que se utiliza para la expansión de redes de transmisión en Ontario es de planificación tradicional. A partir de un plan de desarrollo de transmisión (Transmission Project Development Planning - TPDP) (OEB, 2010b), el transmisor identifica y diseña la construcción de redes, establece los criterios de eficiencia y confiabilidad, los costos y el financiamiento para que las autoridades evalúen la propuesta. En lo que respecta a los costos, se utiliza un modelo de fijación de tasa de retorno del capital (incentivo de bajo poder<sup>29</sup>), por el cual se fija una tasa que le asegure al inversionista el retorno de su capital. El propio regulador (OEB) ha reconocido que el diseño de mercado eléctrico en Ontario incluye mecanismos que provee estímulos inadecuados para la inversión en redes de transmisión (OEB, 2006).

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 demuestran los recursos de generación que pueden utilizarse en el futuro<sup>30</sup>.

---

<sup>29</sup> En la literatura se conoce como incentivos de bajo poder a aquellos mecanismos que no incentivan la eficiencia productiva (o minimización de costos) por parte de la empresa regulada. Así, con una tasa de retorno del capital asegurada, la empresa no tiene incentivos para reducir sus costos ya que haga lo que haga la tasa fijada le permite recuperar sus costos de forma íntegra (Rosellón, 2000).

<sup>30</sup> El modelo que se aplica es del tipo BEERON (Build Everything Everywhere Regardless of Need).

## CAPÍTULO 4.

### MODELO HÍBRIDO DE HOGAN, ROSELLÓN Y VOGELSANG – HRV

#### 4.1 El modelo

El modelo HRV combina el enfoque de mercado con el 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 se definen entre nodos<sup>31</sup>.

Un LTFTR (de largo plazo), 'qij', representa el derecho a recoger o la obligación a pagar el equivalente de los ingresos netos por inyectar energía eléctrica en la cantidad  $q$  al nodo  $i$ , y recibir la misma cantidad en el nodo  $j$ . El LTFTR no especifica el camino tomado entre  $i, j$ . Por definición, un LTFTR otorga a su propietario el derecho de compartir las rentas de congestión que el operador del sistema recibe en periodos de congestión en transmisión. Una de las ventajas de este modelo es que equivale a tener agentes responsables por las externalidades. Es decir, que los agentes que las causan puedan pagar por ellas de tal forma que cuando los LTFTR coincidan exactamente con el despacho *ex ante*, el bienestar no se reduzca por la incertidumbre de los agentes (Bushnell y Stoft, 1997). Con este mecanismo de mercado los agentes pueden invertir en nueva capacidad de transmisión y financiar dicha inversión con la venta de LTFTRs. Así, un LTFTR se concebido como una obligación financiera del producto de la transmisión "punto a punto", lo cual constituye una mejora de este modelo respecto a los anteriores.

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 heredado del enfoque regulatorio (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

---

<sup>31</sup> La redefinición del producto de la transmisión en términos de LTFTRs se refiere específicamente a pasar de una definición de tal producto basada en el "rastreo físico" de la electricidad que fluye a través de una red mallada a una nueva definición basada en transacciones "punto a punto".

enlaces) está dada, y se esperan cambios en la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica.

El modelo se desarrolla en dos niveles: alto y bajo. En el nivel alto 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 nivel bajo del modelo, un operador independiente del sistema (ISO) maximiza el bienestar social dadas las restricciones de generación, capacidad y balance de energía.

En el modelo HRV se tiene una sucesión de subastas en cada periodo  $t$ , donde los participantes compran y venden LTFTRs (mecanismo heredado del enfoque de mercado). Luego de redefinir el producto de una Transco en términos de FTRs, la secuencia de acciones que se llevan a cabo queda de la siguiente manera (Rosellón y Weigt, 2007):

- 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. Con base en la disponibilidad de 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”, con base en la capacidad de la red disponible.
- iv. El ISO maneja el despacho actual de acuerdo con el precio marginal (orden de mérito), 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 FTR.
- v. Los cargos fijos se calculan a partir de la restricción reguladora de precio tope, la cual se basa en cargos por congestión, y los pagan los centros de consumo. En este caso la Transco no fija los precios, sino sólo hace disponible la capacidad.

#### **4.2 Problema de nivel alto**

En el nivel alto la Transco busca maximizar sus beneficios, dada la restricción de precio tope. La función objetivo de la Transco es igual a la sumatoria de los

ingresos por subasta de FTR (pagos variables) más los ingresos por transmisión (pago fijo) menos los costos por expandir la red.

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

Sujeto a la restricción presupuestaria de precio tope:

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

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  $j$ .

$w$ : ponderador (cuando  $w = q^{t-1}$ , se trata del ponderador de Laspeyres).

En el lado izquierdo de (2) tenemos un cociente ponderado a través de la regla Laspeyres (si  $w = q^{t-1}$ ), cuyo numerador representa la sumatoria de ingresos variables y fijos del periodo actual y en el denominador tenemos la misma sumatoria de ingresos variables y fijos, pero considerando precios del periodo 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:

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

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

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[ \sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t + F^t N^t - \sum_{i,j} c(k_{ij}^t)) \right] \quad (1') \text{ función objetivo ajustada}$$

donde:

$p_i^t$ : precio en tiempo  $t$ , nodo  $i$ .

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

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

Como veremos mas adelante, tener expresada la función objetivo de la Transco de esta forma es conveniente para la conexión con el nivel bajo del modelo en un algoritmo computacional. A su vez, reescribimos la restricción regulatoria de precio tope en términos similares, al reemplazar los ingresos de FTRs por los ingresos de rentas de congestión:

$$\frac{\sum_{ij} (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F^t N^t}{\sum_{ij} (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F^{t-1} N^t} \leq 1 + RPI + X \quad (2') \text{ restricción regulatoria ajustada}$$

De este nivel (alto) notamos que una expansión de la red conduce 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) al aumentar el pago fijo hasta que el rebalanceo de ambas partes reduce la congestión; esto hasta el punto en el que el costo marginal de capacidad para nueva transmisión converge en el costo de la congestión esperada.

### 4.3 Problema de nivel bajo

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



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

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:

$mc_i$ : costo marginal de generación.

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

$k_{ij}$ : 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  $j$  sea igual al negativo del flujo  $j$  al  $i$ :  $pf_{ij} = -pf_{ji}$ . De allí, la inyección neta a la red puede derivarse como la suma neta de ingresos y salidas de flujo de energía a un determinado nodo:  $q_i = \sum_j pf_{ij}$ .

#### 4.4 Dinámica entre el nivel alto y el bajo

Los niveles alto y bajo del modelo se relacionan entre sí, pues simultáneamente se encuentran las variables relevantes. En el nivel alto se encuentran 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 toman 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  $F$  (que se determinará en la optimización) multiplicado por el número de consumidores del sistema. Asimismo, se incluyen los datos de costos de capacidad para completar la función de beneficio.

Al mismo tiempo, el ISO maximiza el bienestar social, pues considera los precios y la demanda del periodo  $t$  menos los costos marginales de generación, sujeto a la capacidad del periodo actual, la restricción de generación y el balance de energía. Al realizarse simultáneamente estas dos optimizaciones, los precios nodales varían de acuerdo con la restricción regulatoria. En el largo plazo estos precios convergen en un óptimo estable (de Ramsey –Train, 1994-), lo cual reduce la congestión en cada periodo.

## **CAPÍTULO 5.**

### **SIMULACIÓN DEL MODELO HRV EN LA RED ELÉCTRICA DE ONTARIO**

#### **5.1 Datos**

Los datos utilizados para este estudio se obtuvieron de fuentes de información secundaria de organizaciones públicas, como son el operador del sistema (IESO, 2011) y del regulador en la provincia de Ontario (OEB, 2011b), publicadas en sus respectivas páginas Web. Luego, realizamos una recolección y sistematización de esos datos y creamos nuestra propia base de datos que consiste en zonas eléctricas y nodos (cuadro 5), nombre de generadores y sus tipos de tecnología, generación máxima en cada nodo, demanda para el año 2009, costos de generación y precios de oportunidad (apéndice 3), y capacidad de 11 líneas de transmisión.

Además, se diseñó una regla o algoritmo para agrupar y depurar los datos. Esta tarea es necesaria para obtener una arquitectura de red simplificada. De acuerdo con el IESO, consideramos diez zonas eléctricas y agrupamos a todos los nodos que se encuentran en ellas para formar diez nodos principales. 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>32</sup>.

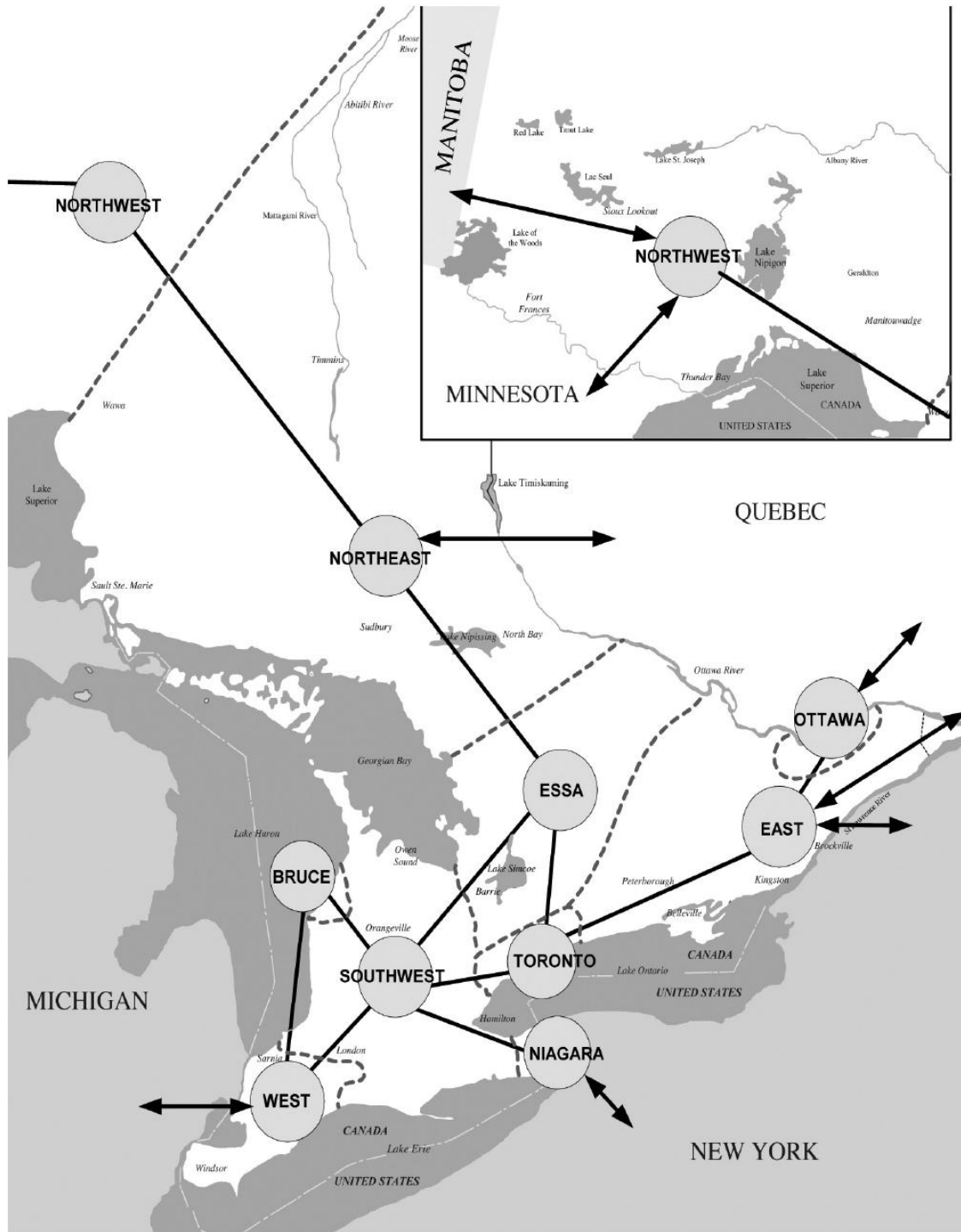
#### **5.2 Topología de la red**

La topología de la red simplificada sobre la cual se corrió el modelo se muestra en la Figura 4. Resulta de la agregación de nodos, líneas y demandas en las zonas eléctricas de Ontario para conformar diez grandes nodos o “hubs” (véase el cuadro 4).

---

<sup>32</sup> En la literatura se mencionan dos tipos de restricciones en la información: la primera es que no existe la información y datos requeridos; la segunda, la información y datos requeridos con que se cuenta son demasiado agregados.

Figura 4. Topología de la red simplificada, Ontario



Fuente: OEB.

**Cuadro 4. Nodos agregados, zonas eléctricas y nodos individuales**

<i>Núm. de nodo agregado</i>	<i>Zona</i>	<i>Núm. de nodos</i>
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
	Total de nodos	118

Fuente: Elaboración propia con información de OEB.

### **5.3 Condiciones iniciales**

En el cuadro 5 se muestran las características iniciales de la red asumidas para la simulación. El número de nodos agregados es diez; consideramos 20 periodos como horizonte de corridas del modelo, aunque la convergencia pudiera darse en un número menor de periodos. La función de costos es lineal tal como se expresa en la tabla 3. Asumimos un costo de expansión que asciende a \$130 por MW. La función de demanda es lineal y suponemos una elasticidad-precio de la demanda de -0.25. Así, los datos de demanda son los valores iniciales de la función de demanda, y la elasticidad nos sirve para construir la función de demanda para los siguientes periodos de simulación. Por otra parte, los valores de referencia para las simulaciones del modelo son

aquellas variables básicas que caracterizan la red eléctrica de Ontario y que se muestran en el cuadro 6.

**Cuadro 5. Características iniciales de la red en Ontario**

<i>Valores de simulación</i>	
Nodos	10
Número de periodos	20
Costo	Lineal
Función de costos	$c_{ij}^t = c_0 \cdot (k_{ij}^t - k_{ij}^{t-1})$
$C_0$ (Costos expansión de línea)	130 \$/MW
Demanda	Lineal
Supuesto de elasticidad	-0.25

Fuente: Elaboración propia.

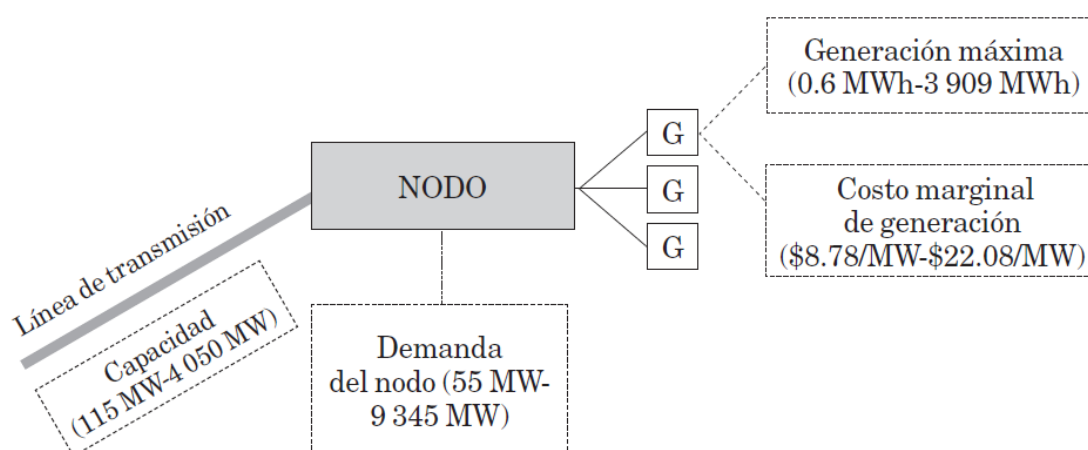
**Cuadro 6. Valores de referencia, Ontario**

Total de zonas eléctricas	10
Número de generadores	78
Número de generadores por zona	1 a 20
Generación máxima	0.6 MW/h a 3 909 MW/h
Costo marginal de generación	8.78 \$/MW a 22.08 \$/MW
Demanda total (hora pico)	24 005 MW
Demanda por zona	55 MW a 9 345 MW
Capacidad de la línea	115 MW a 4 050 MW

Fuente: Elaboración propia con información de IESO y OEB.

Además, en la Figura 5 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 5. Esquema detallado de variables para simulación**



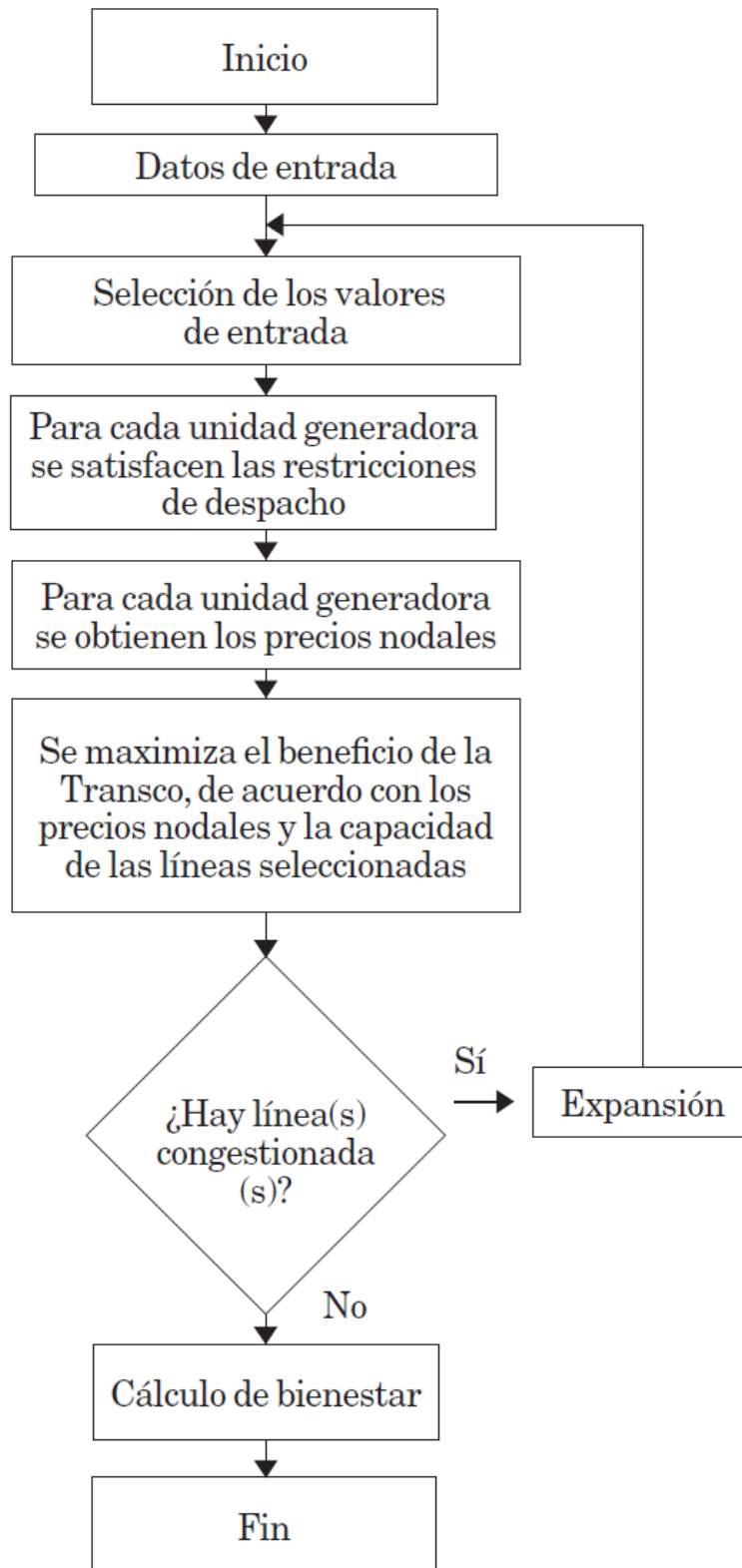
Fuente: Elaboración propia con información de IESO y OEB.

#### 5.4 Simulador

Para las corridas del modelo se construyó un simulador<sup>33</sup>. Los pasos del simulador se abrevian en la Figura 6, donde se describe el algoritmo utilizado para resolver el modelo detallado anteriormente. En este algoritmo se resuelven, en primera instancia, las ecuaciones para el ISO (restricciones físicas de la red) y posteriormente para la Transco (restricción de precio máximo). El mecanismo aplicado para la simulación toma los precios nodales iniciales arbitrarios, y promueve su convergencia hacia un precio de equilibrio con una menor renta de congestión y un mayor bienestar social.

<sup>33</sup> El simulador está construido en un entorno Windows XP con base en lenguaje de programación "C". Se ingresan los datos en formato de "blog de notas" y el cálculo del bienestar es almacenado en una hoja de cálculo Excel (ver figura 3).

**Figura 6. Pasos del simulador operativo**



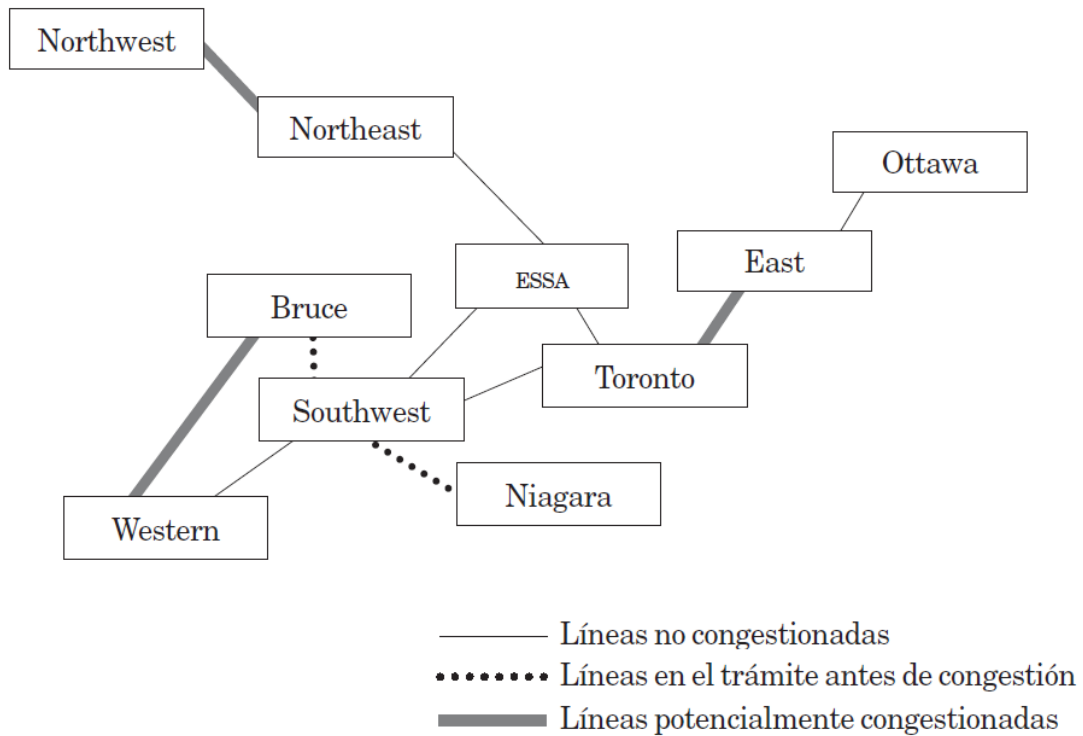
Fuente: Elaboración propia.



El tiempo de convergencia para nuestros datos fue de siete periodos, tanto en las horas de alta como en las de baja demanda eléctrica. El proceso culmina cuando los precios nodales ya no varían a lo largo del tiempo, y los cambios en la capacidad de las líneas de transmisión son muy pequeños. 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.

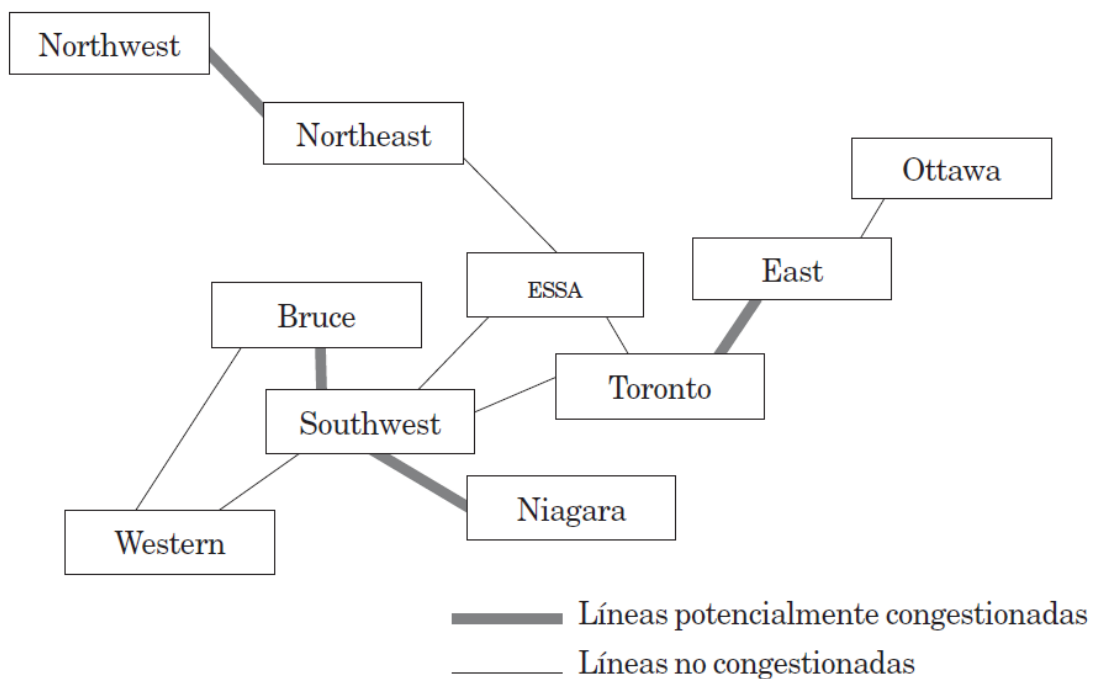
Los problemas de congestión potencial, en un escenario de hora pico, se presentan entre los nodos de Northwest-Northeast, Toronto-East, y Bruce-West. En la figura 7 las líneas continuas más gruesas son las redes congestionadas. Cabe precisar que después de la corrida del modelo, muchas otras líneas alcanzan su máxima capacidad (líneas punteadas en la figura 7). Estos son los casos de los nodos Bruce-Southwest y Southwest-Niagara. En un escenario de hora no pico también se detectaron líneas con congestión, aunque no tan pronunciada. Los nodos Northwest-Northeast, Toronto-East, Bruce-Southwest, y Southwest-Niagara son los que resultan congestionados (véase la figura 8).

**Figura 7. Red simplificada de transmisión eléctrica en Ontario (hora pico)**



Fuente: Elaboración propia con resultados del simulador.

**Figura 8. Red simplificada de transmisión eléctrica en Ontario (hora no pico)**



Fuente: Elaboración propia con resultados del simulador.

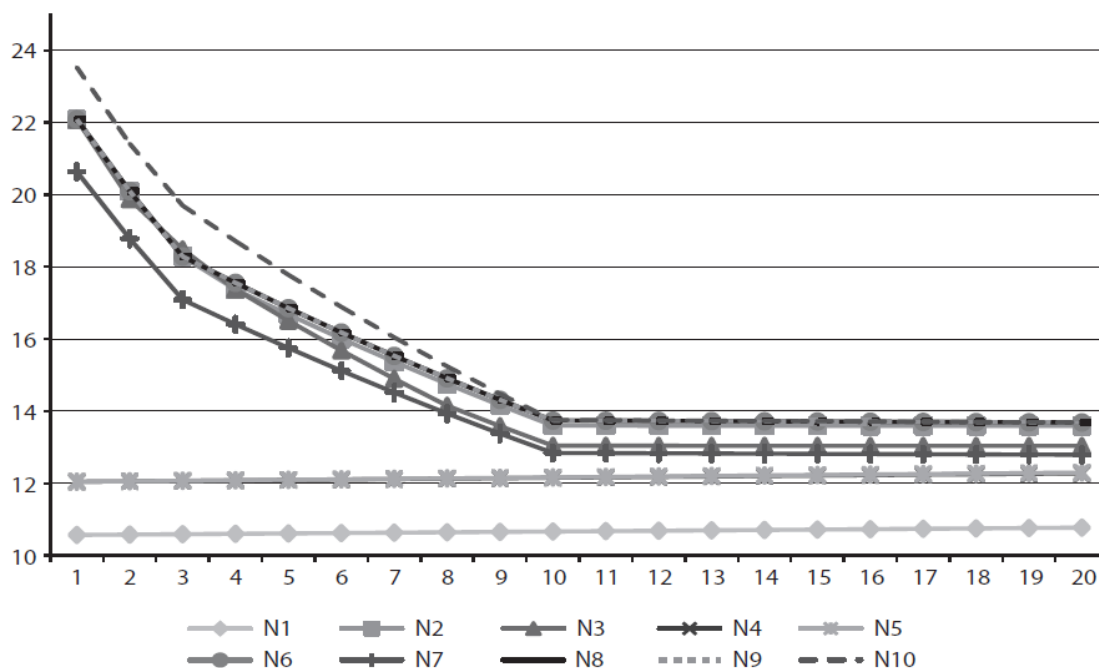
## **5.5 Resultados: tendencia de precios**

La gráfica 4 muestra la convergencia durante 20 periodos de los precios iniciales hacia un precio óptimo en un escenario de hora pico. En el primer periodo 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 periodo el precio más bajo corresponde al nodo Northwest (\$10.57/MWh), mientras que el más alto está en West (\$23.53/MWh), y el promedio de precios nodales para el primer periodo es de \$18.92/MWh. Sin embargo, ocurre una rápida convergencia de precios nodales que llega a su óptimo en el periodo 7. El precio promedio después de los primeros siete periodos es de \$12.95/MWh, equivalente a 31.56 por ciento más bajo comparado con el promedio de precios nodales con que se inició la simulación.

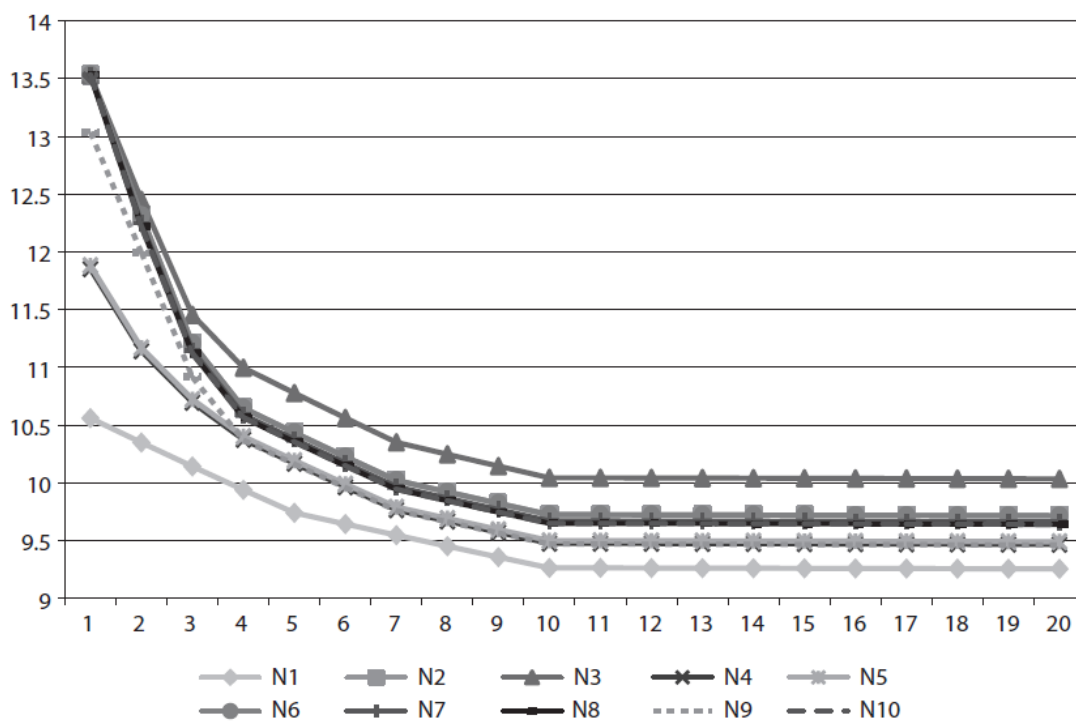
En un escenario de hora no pico las tendencias de convergencia son similares; el precio promedio óptimo es de \$9.6/MWh, equivalente a 25 por ciento más bajo comparado con el promedio inicial de precios nodales. (Véase la gráfica 5).

**Gráfica 4. Tendencia de Precios de la electricidad en Ontario (hora pico)**



Fuente: Elaboración propia con información y resultados del simulador.

**Gráfica 5. Tendencia de Precios de la electricidad en Ontario (hora no pico)**



Fuente: 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, los comparamos con los resultados de dos escenarios adicionales. La primera comparación es con la red sin extensión (situación inicial), donde se presentan los resultados de la simulación en el status quo; es decir, sin la aplicación del mecanismo. La segunda comparación se hace con los resultados de un modelo en el cual existe un operador del sistema benevolente<sup>34</sup> (ISO) que maximiza bienestar, administra la capacidad de las líneas y elige las variables relevantes.

En los cuadros 7 y 8 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 por ciento respecto a la situación inicial. Así, el bienestar social asciende 77 por ciento después del tratamiento regulatorio de las redes. Además, se observa que los niveles de bienestar del consumidor, del productor y el 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 con los resultados de nuestro modelo, la red tendría que expandirse prácticamente al 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%).

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 por ciento. En cambio, el excedente del productor si registra un aumento considerable de 66 por ciento, 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

---

<sup>34</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:

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

maximización de bienestar. Las rentas de congestión en un escenario de demanda baja se reducen en 91 por ciento, producto básicamente de la expansión de la red en un porcentaje similar.

**Cuadro 7. Comparación de resultados entre el *status quo*, el enfoque regulatorio, y la maximización de bienestar (hora pico)**

	<i>Red no extendida</i>	<i>Enfoque regulatorio</i>	<i>Maximización del bienestar</i>
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

Fuente: Simulador operativo

**Cuadro 8. Comparación de resultados entre el *status quo*, el enfoque regulatorio, y la maximización de bienestar (hora no pico)**

	<i>Red no extendida</i>	<i>Enfoque regulatorio</i>	<i>Maximización del bienestar</i>
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

Fuente: Simulador operativo

## CAPÍTULO 6.

### ANÁLISIS DE LA POLÍTICA ELÉCTRICA BASADA EN EL MODELO HRV

#### 6.1 Actores involucrados y sus intereses

En esta sección vamos identificar a los actores involucrados en la política energética en la provincia de Ontario, así como caracterizar sus intereses. Es importante diferenciar a éstos, de los actores que intervienen en el diseño del mecanismo HRV. Básicamente en el modelo intervienen tres actores: el transmisor (Hydro One), el operador del sistema (IESO) y el regulador (OEB).

En la provincia de Ontario, hemos identificado hasta nueve principales agencias responsables del sector eléctrico. Seguidamente describimos cada una de ellas, siendo las últimas cinco agencias las que fueron creadas en el Acta de Reforma de 1998 luego de la disolución de Hydro Ontario:

***El Ministerio de Energía e Infraestructura (MEI)***<sup>35</sup>, es el encargado de la construcción de escuelas, tránsito público, hospitales y facilidades de generación y líneas de transmisión de energía. Una de sus mayores prioridades es asegurar que las necesidades de energía en Ontario sean provistas de una manera sustentable.

***Ontario Power Authority (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 la oferta eléctrica. El MEI ha otorgado a la OPA la responsabilidad de planeación de las necesidades futuras de electricidad en Ontario, a través del desarrollo de un Integrated Power System Plan (IPSP), en el cual se debe promover la eficiencia del sistema y la reducción de congestión.

***Ontario Energy Board (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. Esta entidad se encarga de presentar los requerimientos de los operadores para las aplicaciones de transmisión y distribución eléctrica. Además, revisa los costos en que incurre

---

<sup>35</sup> Página web: [www.mei.gov.on.ca](http://www.mei.gov.on.ca)

el operador del sistema y los cargos a los consumidores (las pérdidas de transmisión, congestión y servicios complementarios).

**Infrastructure Ontario (IO)** es una corporación del gobierno de Ontario dedicada a la renovación de infraestructura en esta provincia.

**Independent Electricity System Operator (IESO)**<sup>36</sup>, es el operador del sistema responsable de la confiabilidad del sistema eléctrico, la organización y administración del mercado real de electricidad, 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. Su autonomía y poder de decisión recae en la junta de directores (16 miembros).

**Hydro One (HO)**<sup>37</sup> es una compañía que opera la mayor parte de las líneas de transmisión en la provincia de Ontario. Es la propietaria de todos los activos de transmisión y distribución de Ontario-Hydro, y también de los activos de telecomunicaciones de la antigua empresa. HO es propiedad del gobierno pero tiene una proporción de sus deudas en manos de privados, y está protegida por un impuesto fiscal. La política de esta compañía es ampliar su negociación de distribución a través de la adquisición de empresas de distribución municipal.

**Ontario Power Generation (OPG)**<sup>38</sup>, que es la propietaria de los activos de generación eléctrica de la antigua Ontario-Hydro. Es propiedad del gobierno y cuenta con estaciones hidroeléctricas, nucleares y fósil que generan el 70 por ciento de electricidad en Ontario. En julio del año 2000 esta empresa arrendó la estación nuclear Bruce al consorcio British Energy. En los términos del contrato se estableció que OPG mantendría el control del 65 por ciento del mercado eléctrico, la mayor parte de las unidades producidas se ofrecerían a precio de mercado, y OPG tendría acceso a los reportes técnicos de los reactores de Bruce y su capacidad potencial de generación. La política de OPG es la de expandirse a nuevos mercados de electricidad para poder competir con mercados similares de América del Norte.

**Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC)**<sup>39</sup>, es la continuación legal de la antigua Ontario-Hydro, es una agencia de la provincia de Ontario

---

<sup>36</sup> Página web: [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca)

<sup>37</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.hydroone.com](http://www.hydroone.com)

<sup>38</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.ontariopowergeneration.com](http://www.ontariopowergeneration.com)

<sup>39</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.oefc.on.ca](http://www.oefc.on.ca)



que se responsabiliza de prestar servicios y prestaciones financieras de las antiguas deudas y pasivos heredados por las nuevas empresas.

**Electrical Safety Authority (ESA)**<sup>40</sup>, es un organismo independiente que tiene la responsabilidad de regular la seguridad eléctrica en Ontario, rinde cuentas a un grupo de representantes de la industria eléctrica, al Ministerio de Consumidores y Relaciones Internacionales, y al público en general.

Además de estos agentes y sus intereses descritos arriba, existen otros agentes relevantes involucrados en la hechura de la política energética. Estos pueden ser locales o de otras provincias dentro de Canadá. Se trata de organizaciones gubernamentales locales y no locales, de representación ciudadana (asociación de consumidores), académicas, ambientalistas, empresas privadas, entre otras, que participan e influyen con sus opiniones y cotas de poder en las consultas públicas que realiza la OEB en materia de cambios en la regulación energética (Véase el cuadro 9).

**Cuadro 9. Agentes involucrados en la política energética de Ontario**

Actor	Nombre de la Organización	Tipo de Organización	Preferencia	Poder
Gobierno 1	Parlamento	Político nacional	Maximizar votos sujeto a menor costo de políticas públicas.	Medio
	Gobierno de la Provincia de Ontario	Político provincial		Alto
Gobierno 2	-National Energy Board (NEB)	Agencia regulatoria nacional	Maximizar bienestar social.	Medio
	-Ministerio de Energía e Infraestructura (MEI)	Agencias del sector eléctrico provincial		Alto
	-Ontario Power Authority (OPA)			
	-Ontario Energy Board (OEB)			
	-Infraestructure Ontario (IO)			
	-Independent Electricity System Operator (IESO)			
-Ontario Electricity Financial				

<sup>40</sup> Para más detalle ver el sitio web: [www.esainspection.net](http://www.esainspection.net)

	Corporation (OEFC) -Electrical Safety Authority (ESA)			
Gobierno no local	-Hydro-Quebec -Manitoba Hydro-Electric Board (Manitoba Hydro)	Gobierno no local	Bienestar social	Bajo
Empresas de electricidad	-Ontario Power Generation (OPG) -Hydro One (HO)	Generador y transmisor	Maximizar beneficios sujetos a costos de operación.	Alto
Empresas proveedoras en el sector eléctrico (privadas)	-Bruce Power -Independent Power Producers' Society of Ontario (IPPSO) -TransCanada PipeLines Limited - British Energy	Estación nuclear Sociedad de productores de energía en Ontario Proveedor de pipas Porveedor energía	Maximizar beneficios sujetos a costos de operación.	Alto
Consumidores	-Association of Major Power Consumers Ontario (AMPCO) -Canadian Electricity Association -Pequeños consumidores	Asociación de consumidores Asociación civil No organizados	Maximizar sus utilidades sujetos a presupuesto. Menor precio y mayor calidad del servicio eléctrico	Alto Bajo
Academia	-University of Toronto -Ontario Network for Sustainable Energy Policy (ONSEP) -Otros	Universidades, centros y redes de investigación en energía	Investigación y desarrollo	Medio
Empresas privadas	-Brascan Energy Marketing -Energy Coral -Direct Energy Marketing -DTE Energy Trading -Dynegy Power Marketing -EPCOR Utilities -Atlantic Institute for AIMS -Climate Change and Energy, International Institute for Sustainable Development	Consultoras       Organización ambientalista	Investigación y Marketing       Protección del medio ambiente	Medio

Fuente: Elaboración propia con base a información de las páginas Web de los actores de política eléctrica en Ontario.

Con este marco general de los principales actores involucrados en la política energética en Ontario, vamos a acotar nuestro análisis en la hechura de la política concerniente a la transmisión eléctrica en esta provincia. Para este fin, separamos a los actores en dos grupos (primario y secundario) de acuerdo a su responsabilidad en la hechura de la política eléctrica.

Llamaremos actores del grupo “primario” a los responsables de las propuestas de diseño de política regulatoria en el sector energético, en este grupo ubicamos al MEI, OPA, OEB y IESO, suponemos que los intereses de este grupo están definidos por las funciones públicas de cada uno de estas agencias descritas líneas arriba. Asimismo, llamaremos actores del grupo “secundario” a los que responden o reaccionan a las propuestas de políticas regulatorias del primer grupo, en este grupo se incluyen a todos los demás agentes restantes y que están en el cuadro 9. Suponemos que los intereses del grupo “secundario” son dispersos y responden al origen de cada organización. Es decir, los políticos tendrán interés en los votos y/o aceptación ciudadana, las asociaciones de consumidores tendrán por interés precios bajos y mayores cantidades de consumo eléctrico; los ambientalistas estarán interesados en fuentes de generación eléctrica menos contaminantes al medio ambiente; la empresa privada guiará sus intereses por el resultado económico; y la academia buscará las mejores prácticas que maximicen el bienestar social (aunque esto último sea una afirmación muy amplia).

En la siguiente sección (6.2), analizaremos el poder de negociación de los actores y la construcción de la dinámica política. El contexto de análisis está basado en el mecanismo de expansión de redes, HRV, propuesto en el capítulo 4 de este trabajo de investigación.

## **6.2 Causas políticas de la política regulatoria: principal-agente**

Hasta el momento hemos analizado dos temas fundamentales de la regulación económica. El primero de ellos es las imperfecciones del mercado y cómo corregirlos. En un contexto de monopolio natural (transmisión eléctrica) el problema de congestión de redes se vuelve una falla que produce ineficiencia asignativa que el mercado por sí solo no puede resolver, y por tanto se requiere la intervención estatal para regularlo. En nuestro trabajo de

investigación hemos propuesto el modelo HRV como un mecanismo de incentivos para expansión de redes que corrija la congestión.

El segundo tema que hemos estudiado es el efecto de las políticas regulatorias. Los resultados de la simulación del modelo HRV (cuadros 8 y 9) nos muestran que estos superan a una situación de status quo, y que si pensáramos en un diseño de política regulatoria basada en este mecanismo, se reducirían los precios hasta un nivel óptimo, aumentaría la inversión haciendo que la congestión de redes se reduzca, y en general, se mejoraría el bienestar social.

Sin embargo, hay un tercer tema que no hemos analizado aun, y es el de las causas políticas de la regulación (Noll, 1989). Para desarrollar este tema primero vamos a recuperar algunos aspectos del desarrollo teórico de Roger Noll sobre las perspectivas económicas en las políticas de regulación; luego vamos a recuperar de la sección 4.1, de este trabajo, los grupos de actores involucrados en la política eléctrica en Ontario, y seguidamente explicaremos las causas de la dinámica política que ocurre en esta provincia.

El enfoque normativo menciona que, en caso de fallas de mercado, la regulación es el mejor instrumento para corregirlo, siempre que los costos de la regulación sean menores a los costos de la falla de mercado. El enfoque positivo sostiene que una falla en el mercado produce una pérdida neta, entonces aquellos que sufren las pérdidas pueden aportar en mayor medida para solucionar el problema, respecto a lo que pueden hacer los que se benefician para mantener el *status quo*. Esto último se cumple bajo el supuesto de cero costos de transacción y de información (Teorema de Coase).

En la definición del problema que estamos estudiando, el dueño de la transmisión no tiene incentivos para expandir la red porque recibe una renta extraordinaria por el congestionamiento de la red. Los consumidores son los que pagan dicha renta a través de precios finales más altos. Si se cumple el Teorema de Coase, entonces los consumidores organizados, y respaldados por las agencias gubernamentales que tienen a su cargo la hechura de la política, pueden aportar más que el transmisor para solucionar el problema.

Sin embargo, con costos de transacción y de información, el transmisor beneficiado por la falla de mercado puede, al tener mayor información, aportar más que los consumidores perdedores que se enfrentan a costos de

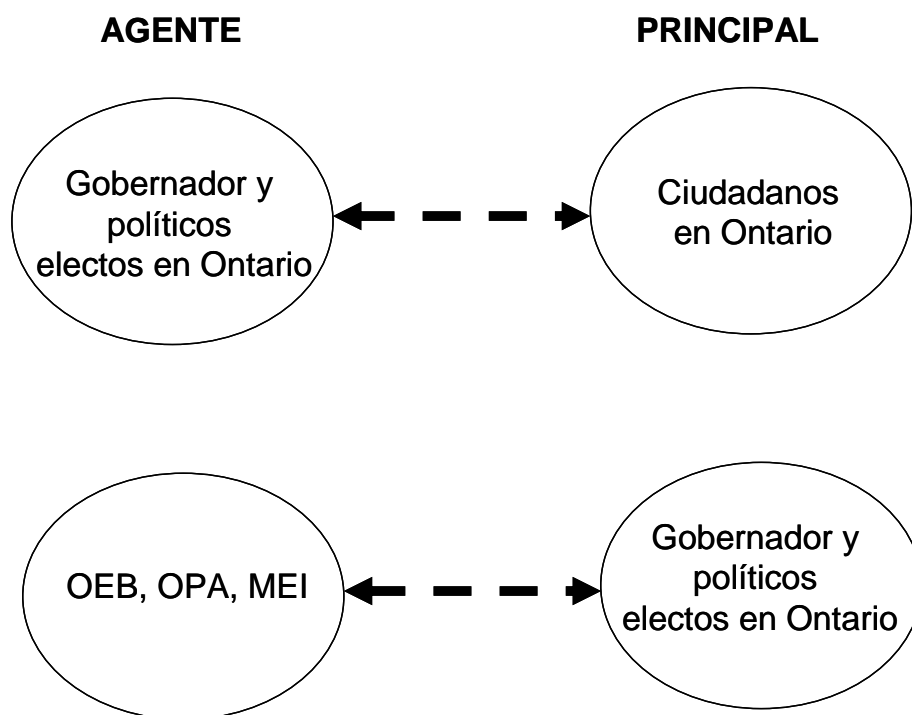
transacción. En este caso, la regulación es mejor que una negociación privada. El estado cuenta con poder de coerción para hacer cumplir los mandatos regulatorios, y también poder para difundir la información. La crítica a esta perspectiva es que no considera las instituciones políticas en su objeto de estudio. Se asume que son eficientes y cuentan con los instrumentos para maximizar la eficiencia. Además, en la hechura de las políticas públicas los llamados grupos de interés también juegan un rol fundamental.

En la sección 6.1 habíamos determinado los principales actores en el diseño de nuestra política, cada uno de ellos tienen diferentes incentivos que se explican por sus preferencias. Uno de los grupos más fuertes es aquel que está conformado por las empresas proveedoras de electricidad, tanto privadas como públicas, sus intereses se basan en la rentabilidad económica. La industria eléctrica se caracteriza por grandes inversión económicas, y si bien la administración de Hydro One es pública, gran parte de los dueños de los activos físicos son agentes privados. Ellos ejercerán una fuerte presión sobre las autoridades políticas para mantener el *status quo*.

El diseño de política eléctrica basada en el modelo HRV no solo se muestra como un instrumento que maximiza la eficiencia, sino también que supera en resultados al mecanismo vigente de expansión de redes estudiado en la sección 4.6 de este trabajo. Sin embargo, es preciso estudiar las causas por las que la regulación puede traer más problemas (fallas de gobierno).

Noll (1989) nos dice que al considerar la estructura institucional, se examina la regulación como una relación múltiple de agente-principal. Estas relaciones las podemos encontrar entre las preferencias de los ciudadanos y la implementación de políticas. En ese sentido, los funcionarios electos son agentes del ciudadano, quien lo reelige si favorece sus intereses. Por su parte, las agencias reguladoras actúan como agentes para los funcionarios electos quienes usan a la agencia para implementar políticas acordes con sus preferencias. En este esquema de análisis, los actores involucrados en el diseño de la política eléctrica en Ontario se comportarían como en la figura 9.

**Figura 9. Esquemas agente-principal en la política eléctrica de Ontario**



Fuente: Elaboración propia con base en los esquemas de Noll (1989).

La interacción entre agente-principal dependerá de tres elementos:

- a. Conflicto de intereses entre agente y principal.
- b. Los costos y la efectividad del monitoreo del principal sobre el agente.
- c. Capacidad de los principales para cambiar los incentivos de los agentes.

De las entrevistas realizadas<sup>41</sup> con académicos y funcionarios de la administración pública en la provincia de Ontario, podemos dilucidar las preferencias de los actores, y la percepción que tienen los entrevistados sobre temas generales y específicos de la política eléctrica en Ontario.

En el primer caso, la relación “gobernador-ciudadanos”, los intereses de estos dos grupos están alineados, los ciudadanos tienen canales efectivos de monitoreo sobre el principal pues se cuenta con asociaciones de ciudadanos bien organizadas (sindicatos, grupos de negocios, organizaciones

<sup>41</sup> Se realizaron entrevistas a funcionarios públicos y académicos de OEB, IESO y Universidad de Toronto. Estas se llevaron a cabo durante la estancia doctoral de Juan Tregear, del mes de Marzo a Julio de 2010, en la ciudad de Toronto, ON, Canadá.

académicas). Además, la reelección de gobernador en Ontario, crea una capacidad de los ciudadanos para castigar o premiar las acciones de los funcionarios electos, es decir, pueden modificar las conductas de los agentes.

En el segundo caso, la relación “agencias reguladoras – gobernador”, es más compleja. Muchos de los funcionarios públicos de las agencias reguladoras son ex académicos, esto es, que sus intereses se mezclan entre los lineamientos legales que rigen sus funciones y sus convicciones de eficiencia y bienestar social. Por tanto, creemos que existen conflictos de intereses entre estos dos grupos. Asimismo, la capacidad de monitoreo y cambio de los incentivos que tienen los políticos se ve acotada ante la autonomía de los órganos reguladores. Las agencias reguladoras, por lo general, poseen información sobre la industria que supervisan en mayor cantidad y calidad respecto al gobierno y, por lo tanto, tienen mayor capacidad de evaluar los impactos potenciales de sus decisiones.

En este sentido, la dinámica política que identificamos para nuestro diseño de política eléctrica, basada en el mecanismo HRV, tiene la ventaja de estar alineado con los intereses de los ciudadanos (menores precios y mejor calidad del servicio), los académicos y de las agencias reguladoras (esquema eficiente de expansión de redes), generadores con tecnologías eficientes (promueve generación de bajo costo). Pero también se enfrenta a intereses de grupos tales como el transmisor (el mecanismo reduce las rentas de congestión), los dueños de generadoras menos eficientes, y también de los políticos en tanto estén capturados por los intereses económicos que puedan ofrecer los propietarios de las generadoras (esto no lo podemos determinar de las entrevistas), y sobre todo, por los costos políticos inciertos de cambiar el status quo. Medir y analizar la relación que existe entre los intereses de los grupos y el poder político es una tarea no resuelta, sin embargo, es preciso indicar que dicho trabajo escapa a los propósitos de esta investigación.

Una de las variables que determina la dinámica política y los grupos, es el poder de influencia. Peltzman (1976) menciona que el poder de influencia de los grupos involucrados en una política pública determinada está en función de la organización de cada grupo. Así, mientras más organizado sea el grupo, entonces mayor poder de influencia en la política.

Por lo tanto, pensamos que las empresas proveedoras en el sector tienen el mayor poder de influencia para que los nuevos diseños favorezcan sus intereses. Por el contrario, son los pequeños consumidores que, al no estar organizados, tienen poco poder de influencia y serán afectados sus intereses de forma negativa. Sin embargo, como ya hemos explicado en el capítulo 4, el mecanismo HRV resuelve esta asimetría de poderes, al incluir en su algoritmo la maximización tanto de los intereses de las empresas, como también la maximización del bienestar, simultáneamente.

### **6.3 Ventajas y desventajas de la adopción del modelo HRV**

Del estudio teórico del modelo HRV propuesto en esta investigación (determinación de pagos fijos y variables, y también de precios y cantidades de electricidad), y del estudio de la hechura de la política pública en la práctica y de la interacción de los agentes en la provincia de Ontario (estudio cualitativo), hemos podido identificar cuestiones a favor y cuestiones en contra de la adopción del modelo HRV dentro de un diseño de política eléctrica.

Entre los factores a favor de la propuesta de tesis vemos que en Ontario se cuenta con diversas fuentes de energía eficiente, tales como nuclear (45%), hidráulico (20%), carbón (20%), gas natural (10%), petróleo (4%) y otros (1%). Adicionalmente, se cuenta con más de 16 fuentes de energía alternas y de bajo costo (Fraser, 2010) entre las que podemos encontrar la energía solar, biogas, biomasa, viento, y otros. Recordemos que el modelo HRV se desarrolla en contextos de competencia, y este escenario de múltiples recursos constituye un menú de opciones en la generación eléctrica.

Otro de los factores a favor del planteamiento de tesis es la organización industrial del mercado. El mercado eléctrico de Ontario se desintegró verticalmente desde el año 1998, donde la reforma eléctrica obligó a la compañía Ontario-Hydro a separarse en cinco compañías menores, entre las cuales se constituye una empresa para la generación (Ontario Power Generation) y una empresa para la transmisión eléctrica (Hydro One). En este sentido, el marco institucional se muestra consistente para la aplicación del modelo HRV, dado que se elimina el incentivo de monopolio único y se corrige el conflicto de intereses entre transmisor y operador del sistema. El primero maximiza su beneficio sujeto a restricción de tarifa en dos partes. A su vez, el



segundo, también maximiza bienestar social sujeto a las restricciones físicas de la red. En esta interacción, se logra el objetivo de expandir redes para solucionar congestión.

Las políticas destinadas a mejorar la eficiencia en generación eléctrica dentro del contexto de protección del medio ambiente (green economy) también constituyen un argumento a favor del trabajo de esta investigación, dado que promueven la construcción de redes de transmisión y distribución alternativas.

Por último, debemos mencionar que la disposición política y técnica del equipo supervisor de la agencia reguladora en Ontario está orientada a la adopción de nuevos mecanismos eficientes de expansión de redes eléctricas y determinación de precios. Los reportes anuales oficiales de esta agencia comprueban lo anterior, pues se reconoce que si bien es cierto la agencia recomienda seguir los mecanismos vigentes, también se reconoce la falta de optimización en sus resultados (Market Surveillance Panel, 2003).

En nuestro estudio también encontramos factores en contra a la adopción del modelo HRV en la política energética de Ontario. La posición de la compañía de transmisión en mantener su autonomía de operación es uno de los factores más difíciles de cambiar si es que pensamos en un esquema de operador del sistema tipo Transco. Debemos decir también, que si bien el modelo HRV considera un operador tipo Transco, los resultados económicos de la simulación no cambian significativamente, y sólo se requiere de alinear los incentivos de la compañía de transmisión y el operador del sistema para evitar el problema de agencia (agente-principal).

La topología de la red en la provincia de Ontario es un problema más complicado que resolver y tomar en cuenta al momento de aplicar el modelo HRV. La red eléctrica en Ontario, como en todo Canadá, concentra el mayor porcentaje en la zona sur donde se encuentran las principales ciudades como Ottawa, Toronto, Niagara, etc. El norte de la provincia es poco habitada, y por lo tanto de menor demanda, aunque es preciso mencionar que hay generadoras importantes en la zona norte que inyectan energía a través de las líneas para su consumo en el sur.

En general, las políticas públicas en Canadá consideran la protección del medio ambiente (green economy). Pensar en un tendido de red que no

considere fuentes de energía y materiales eficientes y no contaminantes es una política no viable. En generación importa las fuentes de energía que considera un proyecto; en transmisión importa cuánta capacidad de red aumentar y dónde hacer el tendido de red incluyendo no sólo ampliación de redes, sino construcción de nueva red. El modelo HRV considera expansión de la red existente, y no creación de nueva red.

Asimismo, los planes de expansión de red en Ontario y otras provincias de Canadá como British Columbia, Alberta y Quebec, incluyen necesariamente un plan de generación de energía. Es decir, 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. Como mencionamos en la sección 3.7, el mecanismo de expansión de redes que siguen en Ontario es de tipo BEERON (Build Everything Everywhere Regardless of Need).

El modelo HRV en su primera versión consideraba una demanda dada; es decir, recoge los datos de demanda nodal. Sin embargo, las políticas de expansión de redes en Ontario consideran un análisis de demanda actual y proyección de demanda futura. Pero cabe indicar que este problema ya ha sido resuelto en el modelo teórico considerando una función de demanda lineal (Rosellón y Weigt, 2007). Lo mismo sucede con el factor de pérdida de electricidad que ya ha sido resuelto. La solución a estos dos aspectos se incluye en esta investigación.

Otro tema por resolver es el conflicto de intereses entre la agencia reguladora y el gobierno local. Los primeros se guían por la eficiencia técnica, los segundos por las políticas que mejoran su aceptación entre la población.

Por último, el cambio institucional siempre es un tema complicado de resolver. Para la adopción del modelo HRV se necesita una propuesta que pueda ser colocada en la agenda pública del regulador. Este nuevo diseño requiere de algunos cambios fundamentales en las reglas del juego, y esto implica todo un proceso de negociación. Creemos que debe ser impulsado principalmente por el regulador OEB. En la siguiente sección discutiremos los cambios institucionales necesarios en el diseño de política eléctrica basado en el modelo HRV.

#### **6.4 Arreglo Institucional para adoptar el modelo HRV**

En la provincia de Ontario existen ciertas condiciones institucionales que favorecen el diseño e implementación de una política energética basada en el mecanismo HRV. La reforma eléctrica del año 1998 estableció una condición fundamental del sector para la aplicación del mecanismo en estudio, dado que elimina la integración vertical que existía entre la generación y transmisión. En este sentido, Ontario es una de los pocos lugares donde existe lo más parecido a un mercado. Otra de las situaciones favorables que existen actualmente en Ontario es la disponibilidad política para adoptar este nuevo diseño. Las entrevistas que hemos tenido con los funcionarios públicos representantes de los distintos organismos del sector eléctrico así lo demuestran.

Sin embargo, el diseño de una política energética basada en el mecanismo HRV requiere de hacer algunos cambios en el actual marco institucional del sector energético de la provincia de Ontario. En primer lugar, el arreglo a la normatividad en materia eléctrica es fundamental para la adopción del nuevo mecanismo.

En segundo lugar, los actores involucrados en el sector energético, que hemos identificado líneas arriba, parecen los adecuados siempre y cuando cada quien cumpla su función establecida. Por ejemplo, la politización de tarifas debe evitarse en la medida de lo posible, y dejar que sea los factores de mercado quienes decidan los precios eléctricos. Otro ejemplo está en la falta de cumplimiento de las funciones del transmisor, según la normativa, es éste y el operador del sistema quienes tienen a su cargo la hechura de los planes de expansión de redes eléctricas, y estas deben ser evaluadas por el regulador. En la práctica, son pocas las iniciativas del transmisor para expandir sus redes, y esto responde a la falta de incentivos que proponíamos en la definición del problema.

En tercer lugar, es necesario insertar algunos cambios en el operador del sistema para hacerlo de tipo Transco. Aunque la simulación del modelo considera el actual diseño del operador centralizado (IESO) y parece que reproduce resultados positivos en términos de bienestar.

En cuarto lugar, el regulador provincial OEB debe estar conformado, de tal manera, que asegure la representación y participación de los consejos

ciudadanos, con lo cual se puede incorporar las necesidades de cada región. Hemos podido identificar que la participación ciudadana sólo está presente por medio de las asociaciones de consumidores externas. La OEB considera en su cuerpo colegiado una representación ciudadana muy débil, según lo que nos mencionaron en nuestras entrevistas.

En quinto lugar, la expansión de redes de acuerdo al modelo HRV busca la eficiencia del sistema, pero hay un aspecto social que no se debe descuidar y es el Gobierno Provincial el encargado de buscar y proponer las opciones de abastecimiento eléctrico a las zonas más alejadas de las ciudades, donde probablemente la demanda no justifique la inversión privada en líneas de transmisión. En esos casos se utilizará mecanismos como los subsidios para proveer electricidad.

En sexto lugar, el mecanismo de expansión de redes de transmisión que propone el modelo HRV se menciona las subastas de FTRs. Se tiene que establecer las reglas de juego para estas subastas, y así evitar distorsiones en el mercado. Una de estas reglas es determinar quiénes pueden y quiénes no pueden participar de la subasta. Si bien es cierto que las subastas definidas en el modelo son de participación voluntaria, es evidente que para mantener la transparencia del mecanismo es fundamental que se prohíba, por ejemplo, la participación de la propia Transco ya que distorsionaría nuevamente los incentivos de inversión en redes.

Por otra parte, como hemos analizado en la sección 3.5, en la provincia de Ontario el rol del gobierno en la determinación de precios es centralizado. El precio de la electricidad en Ontario es determinado más por el Ministerio de Energía y las agencias gubernamentales que por las fuerzas del mercado. Como resultado de esto vemos que estas decisiones producen subsidios en dos direcciones. Por un lado, con pagos regulados y precios topes, los consumidores no están expuestos al costo marginal de electricidad para una considerable porción de la electricidad que se ofrece. Por otro lado, aun respetando los precios de mercado los consumidores están protegidos de la volatilidad de los precios a través de las coberturas del gobierno, tales como GAM y precios suavizados del OEB. El arreglo institucional propuesto para este particular es que, independientemente de la determinación del precio final de la electricidad, la parte de fijación de precios para la fase de transmisión se

realice bajo el mecanismo HRV. Así, el posible resultado es que, al ser menor los precios de transmisión, la tarifa final disminuiría, y el subsidio que otorga el gobierno, también. De esta manera, habría mayores recursos que el estado puede destinar a la política social.

### **6.5 Enseñanzas y recomendaciones de política eléctrica para México**

La simulación del modelo HRV no sólo es aplicable a la provincia de Ontario. Se han aplicado simulaciones similares a otros sistemas eléctricos, entre ellos el mexicano (Zenón y Rosellón, 2010). En este trabajo se recuperó la aplicación del modelo HRV en el Sistema Eléctrico Nacional de México (SEN). El mecanismo se probó para una red de transmisión simplificada de 24 nodos y 35 líneas de transmisión. La simulación se realizó en un escenario de hora pico y no pico. Considerando ponderadores de Laspeyres, los resultados son similares para el caso de Ontario, se muestra que los precios convergen a costo marginal de generación, la renta de congestión disminuye, y el bienestar social se incrementa (Ver apéndice 5).

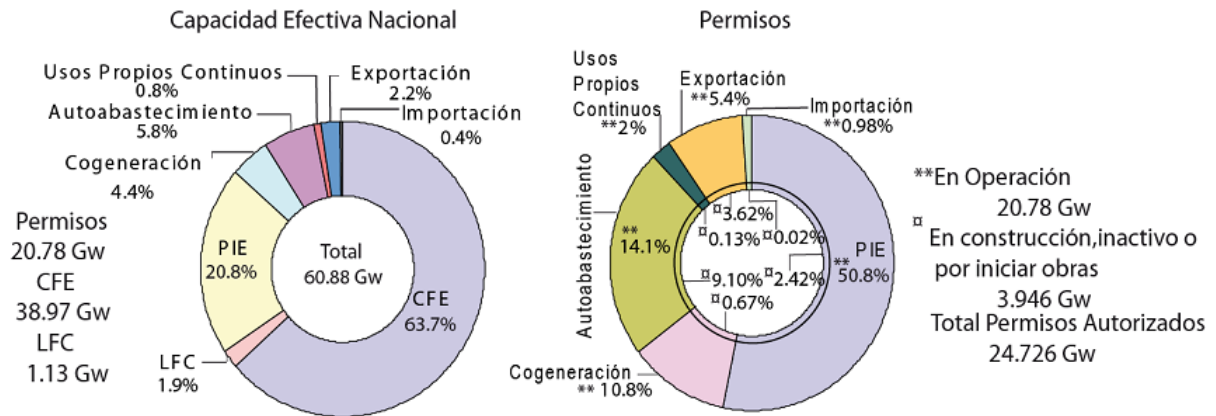
En la industria eléctrica mexicana, el modelo tradicional de funcionamiento ha sido desde 1960 (y sigue vigente) el monopolio público verticalmente integrado. El estado tiene la exclusividad del control administrativo y operativo del abastecimiento eléctrico a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)<sup>42</sup> en todo el territorio mexicano.

En el año de 1992, se permitió que los permisionarios particulares participaran en la generación de energía eléctrica bajo los mecanismos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, usos propios continuos, exportación e importación de electricidad (servicios considerados no públicos en la legislación mexicana). En el SEN se utiliza el modelo de comprador único, el sector privado es quien construye centrales de generación que aumentan la oferta en el sistema, y es la CFE la que adquiere la energía generada (ver figura 10).

---

<sup>42</sup> Desde Octubre de 2009, la Compañía Luz y Fuerza del Centro (LFC) dejó de operar la parte central del país, según lo dispuesto por decreto presidencial. Ver Diario Oficial de la Federación (11/10/09).

**Figura 10. Capacidad efectiva nacional instalada y permisos en 2007, México.**



Fuente: Zenón y Rosellón, 2010.

La Secretaría de Energía (SENER) es la encargada de establecer las políticas generales de la industria energética en México, mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula las actividades de la cadena productiva. Por su parte, la organización del sistema se efectúa a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuyo objetivo es minimizar el costo de producción y transmisión en los mejores términos de calidad, voltaje, frecuencia y seguridad, apoyado por el operador del sistema. Son nueve entidades eléctricas (o centros de control de área) organizadas en cuatro islas eléctricas (por cuestiones de seguridad de la red) y que conectadas forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>43</sup>. La operación del sistema se efectúa a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dependiente de la CFE, y que actúa como la entidad encargada de la administración, operación, despacho de generación, transacciones de energía con compañías extranjeras, acceso a la red de transmisión, planeación y supervisión.

En cuanto al sistema de transmisión eléctrica en México, en 2007 la red de distribución y transmisión ascendía a 756,151km. El 90.7 por ciento corresponde a líneas de CFE mientras que el restante 9.3 por ciento

<sup>43</sup> Sólo el sistema de Baja California no está conectado al SIN. El área noreste se conectó en 2005.

pertenecían a LFC. La composición de las líneas de acuerdo a su nivel de tensión para el año 2010 fue como sigue: 6.1 por ciento líneas de transmisión en tensiones de 400 kv a 230 kv, 6.2 por ciento a líneas de 161 kv a 69 kv, 45.5 por ciento líneas de 34.5 kv a 24 kv y 42.2 por ciento a líneas de baja tensión, subterráneas y de LFC. La red de transmisión creció a una tasa anual de 2.6 por ciento durante el periodo 1997 a 2007 [SENER, 2008b].

Asimismo, es el estado, a través de la CFE, quien establece los mecanismos para la expansión de la transmisión. Por lo general, la creación de nuevas redes de transmisión se realiza bajo evaluaciones de carácter financiero y económico. Entre los años 2000 y 2007, se incrementaron las líneas de transmisión de CFE y LFC (alta, media, baja y líneas subterráneas) en 134,156km, respectivamente. Por otro lado, en el periodo comprendido entre 1981-2007 las líneas de transmisión de 400 kv de CFE y LFC crecieron a un tasa anual del 4.6 por ciento, mientras que las líneas de 230 kv crecieron a una tasa anual de 4 por ciento (Zenón y Rosellón, 2010). La demanda de electricidad presenta una tasa de crecimiento anual de 5.6 por ciento durante el periodo 2002-2011 (Rosellón, 2007). En el futuro se requerirá de inversión que expanda la red para continuar con los indicadores de confiabilidad y seguridad de la red.

Zenón y Rosellón (2010) mencionan otros apuntes del sistema de transmisión eléctrica en México que son importante destacar. En 1996 existían 32 regiones (nodos) interconectadas, y para 2007 el número de regiones se incrementó a 50. Desde entonces, 42 nodos están interconectados, el resto se encuentra en dos grupos de 3 y 5 nodos respectivamente, ubicados en Baja California.

A partir de 2001 la CFE implementó 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, incentivando la participación de productores externos (Rosellón, 2007) para atraer inversión sin comprometer los recursos presupuestales. 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; y 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 necesaria deben cubrir para mitigar el efecto de las externalidades negativas de la congestión (Rosellón, 2007).

En México, a diferencia de Ontario, el marco institucional parece ser menos propicio para la implementación del modelo HRV. Sin embargo, a pesar de esto, nuestro mecanismo propuesto incluye elementos fundamentales que se pueden rescatar para su aplicación en territorio mexicano. Si bien es cierto que en México existen estructuras de mercados distintos, organizaciones y actores con diferentes intereses, e instituciones (reglas de juego) distintas, el mecanismo HRV genera señales de precio al mismo monopolio integrado. Además, nuestro mecanismo también da señales para inversión y adecuada expansión de redes. La fortaleza del modelo HRV radica en que puede ser aplicado independientemente de la organización del sistema eléctrico, la topología de redes, y el tipo de generación instalada que exista en México.



## **Conclusiones**

---

Este trabajo de investigación propuso un diseño de política eléctrica basada en la aplicación de un mecanismo combinado (de mercado y regulatorio) para la expansión óptima de las redes de transmisión, haciendo una aplicación en la provincia de Ontario (Canadá) y mostrando las enseñanzas para el caso mexicano. El modelo HRV 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 precio nodales y FTR.

La restricción regulatoria permite el 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 para la tarifa de dos partes. El mercado de venta al por mayor lo maneja un operador independiente que coordina tanto generación como transmisión, y maximiza el bienestar social. Los FTR 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 mayor 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 probó el mecanismo en dos escenarios: hora pico y hora no pico de demanda. En la situación inicial se observó 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 periodos en la hora pico debido a los altos costos de generación y la alta demanda que produce congestión en las líneas, pero después del periodo 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 por ciento en las rentas de congestión (ver Cuadro 7). En un escenario de hora no pico, los resultados siguen la misma tendencia aunque no tan significativos como en la hora pico (ver Cuadro 8).

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 respecto al diseño de planeación tradicional para expansión de redes de transmisión.

El diseño de política eléctrica propuesto en esta investigación está basado en el mecanismo HRV, y no sólo resuelve problemas de congestión, sino que promueve inversión en redes de transmisión eficientemente, y resuelve un conflicto de intereses entre el transmisor y el regulador (y/o operador del sistema). Con esto, los gobiernos reducirán los subsidios y transferencias al servicio público eléctrico y podrán redistribuir el gasto social. Sin embargo, es fundamental hacer arreglos en el marco institucional de la provincia de Ontario para adoptar el mecanismo HRV, como por ejemplo: tener un diseño tipo Transco para operador del sistema, mejorar la representación ciudadana en el regulador (OEB), establecer condiciones en las subastas de los FTR, y garantizar el suministro eléctrico en zonas alejadas de la ciudad donde no es eficiente la inversión privada de transmisión.

La simulación del modelo HRV no es exclusivo a la provincia de Ontario. Se han aplicado similares simulaciones a los sistemas eléctricos de

Pennsylvania-New Jersey-Maryland (Rosellón, Zdenka, y Zenón, 2010) en USA; BENELUX (Rosellón y Weigt, 2010) en Europa; Perú (Ruiz, 2010) en Sudamérica; y también en el sistema eléctrico mexicano (Rosellón y Zenón, 2010). Los resultados de la aplicación del mecanismo HRV muestran que los precios convergen al costo de la generación marginal, la congestión disminuye y el beneficio social se incrementa para todos los sistemas eléctricos estudiados independientemente de la organización del sistema eléctrico, la topología de redes, y el tipo de generación instalada que exista.

El mecanismo propuesto en este artículo ayuda entonces a reconciliar la teoría de la economía regulatoria con la ingeniería eléctrica. Adapta y mejora el modelo en Vogelsang (2001) para ser aplicado a redes malladas integrando las restricciones “ingenieriles” en una lógica regulatoria de precio máximo sobre una tarifa en dos partes. Esto provee una solución descentralizada (y que promueve la participación voluntaria de los inversionistas) al problema de la extensión de la red que converge a un estado estacionario de bienestar óptimo (de Ramsey). En términos generales, el modelo HRV funciona tanto desde un punto de vista teórico como desde uno empírico. En realidad, el mecanismo puede ser aplicado fácilmente en la práctica y a un bajo costo ya que el regulador requiere solamente de información mínima que proveen los precios nodales del mercado. Por ejemplo, los grandes mercados norteamericanos en Estados Unidos y Canadá poseen ya las tres instituciones necesarias para implementar el modelo HRV: un ISO que coordina el mercado eléctrico, precios nodales y contratos para el manejo de la congestión.

El modelo HRV, entonces, logra importar los resultados principales de la economía de la regulación al manejo de la congestión de redes. Esto en sí mismo no es un trabajo trivial. Sin embargo, es preciso reconocer también los problemas potenciales y las limitaciones asociadas. De acuerdo a la literatura reciente de la regulación de mercados eléctricos, en este trabajo hemos hecho abstracción de varios asuntos prácticos relacionados, los cuáles serían demasiado extensos para ser incluidos en un solo estudio. Esto pone la mesa para una agenda muy ambiciosa de investigación futura. Tales temas incluyen la posibilidad de poder de mercado en los mercados de generación y de FTRs, la potencial substitución entre la expansión de la generación y la transmisión, el comportamiento estocástico de la demanda, incertidumbre en costos, y las

asimetrías de información entre varios agentes de la red de transmisión (como por ejemplo entre el regulador y la Transco, entre la Transco y los consumidores, y entre los distintos propietarios de la red).

Finalmente, en el futuro también podríamos pensar en el diseño de una política pública basada en el modelo HRV para una región más amplia que comprenda a los países de América del Norte, por ejemplo, en el contexto de los acuerdos internacionales de libre comercio.

## ***Bibliografía***

---

- Adams, T. (2000), "From Promise To Crisis: Lessons for Atlantic Canada From Ontario`s Electricity Liberalisation", Atlantic Institute for AIMS, noviembre.
- Alberta Electric System Operator, web page: [www.aeso.ca](http://www.aeso.ca)
- Armstrong, M., S. Cowan, and J. Vickers, (1994), "Regulatory reform: economic analysis and British experience", MIT, Cambridge.
- Bjørndal, M. (2000), "Topics on Electricity Transmission Pricing", tesis doctoral, Norwegian School of Economics and Business Administration, febrero.
- Bushnell, J. y S. Stoft, (1996), "Electric Grid Investment under a Contract Network Regime", *Journal of Regulatory Economic*, 10 (1), pp. 61-79.
- \_\_\_\_\_ (1997), "Improving Private Incentives for Electric Grid Investment", *Resource and Energy Economics*, 19, (1-2), pp. 85-108.
- Bushnell, J. (1999), "Transmission Rights and Market Power", *The Electricity Journal*, 12 (8), pp. 77-85.
- Carreón, V. y J. Rosellón, (2002), "Incentives for Expansion of Electricity Supply and Capacity Reserves in the Mexican Electricity Sector. División de Economía", CIDE, México.
- Chao, H. y S. Peck, (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 10 (1), pp. 25-29.
- Creti, A. y N. Fabra (2004), "Capacity Markets for Electricity", Working Paper 124, Berkeley, Center for the Study of Energy Markets.
- Comisión Federal de Electricidad –CFE-(2008), Informe Anual 2007, México.
- Comisión Federal de Electricidad -CFE- ([www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- 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)
- Department of Energy –DOE- Energy Information Administration ([www.energy.gov](http://www.energy.gov)), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Energy Probe, web page: [www.energy.probeinternational.org](http://www.energy.probeinternational.org)

- Finsinger y Vogelsang I. (1979), "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", *Bell Journal of Economics*, Vol. 10, No. 1, pp. 157-71.
- Green, R. (1998), "Electricity Transmission Pricing: How Much Does It Cost to Get It Wrong?", Working Paper Series 58, University of California, Energy Institute,.
- Hogan, W. (1992), "Contract Network for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economic*, 4 (3), pp. 211-242.
- \_\_\_\_\_ (1999a), "Restructuring the Electricity Market: Institutions for Network System", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- \_\_\_\_\_ (1999b), "Market Based Transmission Investments and Competitive Electricity Markets", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- \_\_\_\_\_ (2000), "Flowgate Rights and Wrongs", mimeo, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- \_\_\_\_\_ (2002a), "Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging", presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Sessions, 31 de mayo.
- \_\_\_\_\_ (2002b), "Financial Transmission Right Incentives", mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.
- \_\_\_\_\_ (2002c), "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms", *Journal of Regulatory Economics*, 22 (1), pp. 103-132.
- \_\_\_\_\_ (2003), "Transmission Market Design", Texas A&B conference paper, Harvard University, Center for Business and Government, JFK.
- 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, (2006a) "Market Pricing Working Group", Ontario, LMP Study-Model Description.
- \_\_\_\_\_ (2006b) "Ontario Transmission System", Ontario, IESO\_REP\_0265v2.0. (2011), página Web: [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca)

- Joskow, P. y J. Tirole, (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", *RAND Journal of Economics*, 31(3), pp. 450-487.
- \_\_\_\_\_ (2002), "Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks", mimeo.
- \_\_\_\_\_ (2003) "Merchant Transmission Investment", mimeo.
- Kristiansen, T. (2004), "Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion", tesis doctoral, Norwegian University of Science and Technology, febrero.
- Kristiansen, T., y J. Rosellón (2006), "A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion", *Journal of Regulatory Economics*, Springer, 29 (2), pp. 167-193.
- \_\_\_\_\_ (2007), "Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study", document de trabajo 276, México, CIDE, División de Economía.
- Laffont, J. y J. Tirole (1993), "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", The MIT Press.
- Léautier, T-O. (2001), "Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power", *Journal of Regulatory Economics*, 19(1), pp. 27-54.
- Luyo, J. (2008) "Efectos de la congestión de las redes de transmisión en la competencia en mercados eléctricos de producción hidrotérmica", Departamento de Economía, UNMSM, Lima-Perú.
- Market Surveillance Panel Report (2003) "Constrained off payments and other issues un the management of congestion", OEB, Canadá.
- Ministry of Energy (2011), página Web: [www.mei.gov.on.ca](http://www.mei.gov.on.ca).
- National Energy Board (2006), "Emerging Technologies in Electricity Generation", Canadá.
- \_\_\_\_\_ (2007a), "Annual Report to Parliament", Calgary.
- \_\_\_\_\_ (2007b), "Canadian Energy Overview, 2007", Calgary.
- Noll, R. (1989), "Economic Perspectives on the Politics of Regulation", *Handbooks in Economics*, vol.2, chapter 22, pp. 1253-1287.
- Olson, M. (1965), "The logic of Collective Action", Cambridge Mass, Harvard University Press.
- Ontario Energy Board (2005), "Cost Assessment Model", Ontario.

- \_\_\_\_\_ (2006), página Web: [www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2006-0170/comments/comments\\_IESO\\_220806.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2006-0170/comments/comments_IESO_220806.pdf)
- \_\_\_\_\_ (2010), “Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets”, Market Surveillance Report, enero, Ontario.
- \_\_\_\_\_ (2010a) “Regulated Price Plan, Price Report, 2010-11”, Ontario.
- \_\_\_\_\_ (2010b) “Board Policy: Framework for Transmission Project Development Plans”, EB-2010-0059, Ontario.
- \_\_\_\_\_ (2011a), consultar la página Web:  
[http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/Industry/Regulatory+Proceedings/Applications+Before+the+Board/Integrated+Power+System+Plan+\(IPSP\)+Review](http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/Industry/Regulatory+Proceedings/Applications+Before+the+Board/Integrated+Power+System+Plan+(IPSP)+Review)
- \_\_\_\_\_ (2011b), página Web: [www.oeb.gov.on.ca](http://www.oeb.gov.on.ca).
- Ontario Government (1997), “Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario”, Ontario.
- Ontario Market Design Committee (2000), “First, Second, Third, Fourth and Final Report of the Design Committee, 2000”, University of Toronto, Canadá. [http://www.theimo.com/imoweb/historical\\_devel/Mdc/mdc.asp](http://www.theimo.com/imoweb/historical_devel/Mdc/mdc.asp).
- Peltzman, S. (1976), “Toward a more General Theory of Regulation”, *Journal of Law and Economics*, vol 19.
- Perez-Arriaga (1995), “Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery”, *IEEE Transactions on Power System*, vol 10, no. 1, February.
- Pope, S. y M. Harvey, (2002), “TCC Awards for Transmission Expansions”, presentación.
- Rosellón, J. (2000), “Alternativas de Regulación de Precios en el Sector Eléctrico”, México, ITAM- Miguel Angel Purrúa.
- \_\_\_\_\_ (2003a), “Different Approaches Toward Electricity Transmission Expansion”, *The Review of Network Economics*, 2 (3), pp. 238-269.
- \_\_\_\_\_ (2003b), “Different Approaches to Supply Adequacy in Electricity Markets”, document de trabajo 298, México, CIDE, División de Economía.
- \_\_\_\_\_ (2007a), “An Incentive Mechanism for Electricity Transmission Expansion in México”, *Energy Policy*, Elsevier, 35 (5), pp. 3003-3014.
- \_\_\_\_\_ (2007b), “La expansión de la transmisión eléctrica en México: distintos enfoques”, División de Economía-CIDE, México.



- \_\_\_\_\_ (2008), “Mechanism for the Optimal Expansion of Electricity Transmission Networks”, División de Economía-CIDE and Technische Universität Dresden.
- Rosellón, J. y H. Weigt (2007), “A Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Europe”, documento de trabajo 396, México, CIDE, División de Economía.
- \_\_\_\_\_ (2010), “A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modeling and Application”, Discussion Papers, Berlín, Deutsches Institut Fur Wirtschaftsforschung.
- Rosellón, J., M. Zdenka y E. Zenón (2010), “Incentives for Transmission Investment in the PJM Electricity Market: FTRs or Regulation (or both)?”, Utilities Policy.
- Rosellón, J., J. Tregear y E. Zenón (2010), “El modelo HRV para expansión óptima de redes de transmisión: aplicaciones en Ontario”, documento de trabajo 479, México, CIDE, División de Economía.
- Ruiz, E. (2010), “Expanding electricity transmission networks: an application of the HRV mechanism”, Tesina de Maestría, División de Economía-CIDE, México.
- Secretaría de Energía –SENER- ([www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008a), Balance Nacional de Energía 2007, SENER, México.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008b), Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, México.
- Stoft, S. (1998a), “Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks”, Federal Energy Regulatory Commission.
- \_\_\_\_\_ (1998b), “Fewer Prices than Zones”, Power Working Paper PWP-055, University of California Energy Institute.
- \_\_\_\_\_ (2002), “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”, Wiley-IEEE Press, pp. 232-240.
- Tanaka, M. (2007), “Extended Price Cap Mechanism for Efficient Transmission Expansion under Nodal Pricing”, Network and Spatial Economics, 7 (3), pp. 257-275.

- Train Kenneth E. (1994), "Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly", The MIT Press.
- Tregear, J. (2007), "Problemática de los Servicios Complementarios en el Sector Eléctrico Mexicano", Tesina de Maestría, División de Economía-CIDE, México.
- Vegh, G. (2010), "How Ontario Energy Institutions Set the Price for Electricity", en D. Reeve, D. N. Dewees y B. W. Karney, Current Affairs: Perspectives on Electricity Policy for Ontario, Toronto-Buffalo-Londres, University of Toronto Press.
- Vogelsang, I. (2001), "Price Regulation for Independent Transmission Companies", Journal of Regulatory Economics, 20 (2), Septiembre, pp. 141-165.
- \_\_\_\_\_ (2002) "Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20 Year perspective", Journal of Regulatory Economics, 22 (1), pp. 5-27.
- \_\_\_\_\_ (2006), "Electricity Transmission Pricing and Performance based Regulation", Energy Journal, 27 (4), 97-126.
- Vogelsang I. y J. Finsinger (1979), "A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms", Bell Journal of Economics, 10 (1), pp. 157-171.
- Wilson, R. (2002), "Architecture of Power Markets", Econometrica, 70 (4), pp. 1299-1340.
- Zenón, E. y J. Rosellón (2010), "Expansión de las redes de transmisión eléctrica en Norteamérica: Teorías y aplicaciones", División de Economía-CIDE, México.

## Apéndice 1: Oferta de transmisión eléctrica en Ontario

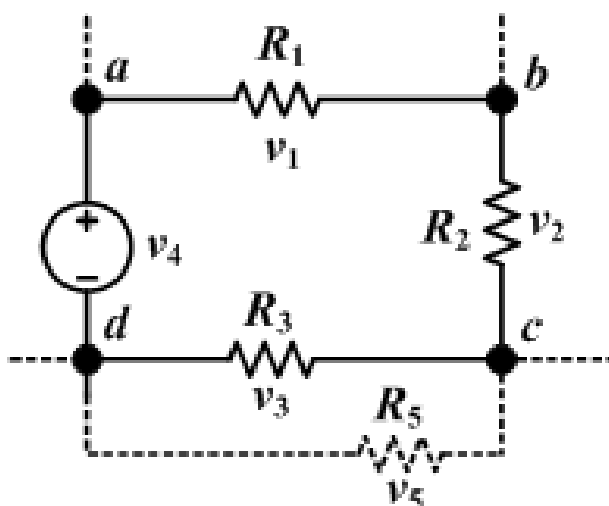
Nombre de la Compañía	Descripción
Hydro One	Es una compañía que nace de la separación del monopolio Ontario Hydro y es la más grande transmisora de energía eléctrica en términos de número de kilómetros de líneas, consumidores e ingresos. Cuenta con aproximadamente 29,000 kilómetros de líneas que atraviesan 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.
Great Lakes Power	Es otra de las compañías de transmisión que hay en la provincia de Ontario, con 644 kilómetros de tendido de líneas de alto voltaje que atraviesan el distrito de Algoma. Suministran electricidad a 2 grandes consumidores industriales en Sault Ste Marie: Sault Marie PUC y la compañía de distribución Great Lakes, esta última ofrece electricidad a usuarios finales en ALgoma-Manitoulin.
Canadian Niagara Power	Tiene aproximadamente 32 kilómetros de líneas de transmisión que suministra de electricidad a la compañía de distribución local, y esta última atiende a consumidores finales en Fort Erie. Además, también se encuentra interconectada con la red de transmisión nacional en Buffalo, New York.
Five Nations Energy	Tiene a su cargo el proyecto Omushkego Ishkotayo (Proyecto de líneas de Transmisión de Western James Bay) con 270 kilómetros de líneas de transmisión que es propiedad de Attawapiskat Power Corp., Fort Albany Power Corp., y Kashechewan Power Corp. Estas líneas transportan electricidad a lo largo de la costa de James Bay a las comunidades de Attawapiskat, Fort Albany, y Kashechewan.
Cat Lake Power Utility	Es propietaria de 72 kilómetros de líneas de transmisión que conectan el norte de la comunidad First Nation de Cat Lake a la red de energía de la provincia. Esta compañía también opera la fase de distribución en la comunidad. Hydro One cuenta con una licencia interna de distribución para operar el sistema de transmisión y distribución de Cat Lake Power Utility Ltd. desde Marzo de 2007. Esta licencia para operar no cambia la propiedad de los activos, la cual permanece a Cat Lake Power en transmisión, y a Ontario Electricity Financial Corporation en distribución.
Niagara West Transformation Corporation	Es una compañía conformada entre Grimsby Power Incorporated y Peninsula West Utilities. Posee y opera una estación que transforma energía de 230 kV a 27.6 kV para transportarla a consumidores en Grimsby, Lincoln y West Lincoln. Esta corporación fue creada como una alternativa a Hydro One para reducir costos de servicios de transformación eléctrica y satisfacer la demanda de consumidores de Grimsby Power y Peninsula West.
Además, Cedars Rapids Transmission es una compañía que no está conectada ala red de transmisión eléctrica provincial. Cuenta con 72 kilómetros de líneas (42 kilómetros de estas en Ontario) y transporta electricidad a la compañía Cornwall Electric la cual ofrece el suministro a consumidores en la ciudad de Cornwall.	

## Apéndice 2: Leyes físicas de Kirchhoff

Gustav Kirchhoff fue un físico alemán de mediados del Siglo XIX; enunció varias expresiones y leyes físicas que aún hoy en día siguen en vigencia debido a su gran importancia con respecto a la energía/electricidad, como por ejemplo la Ley de “*mallas*” o de tensiones en 1845, entendidas como una extensión de la ley de la conservación de la energía, basándose en la teoría del físico Georg Simon Ohm, según la cual la tensión que origina el paso de una corriente eléctrica es proporcional a la intensidad de la corriente.

Lo que se ve en la Figura 1 es una malla o red, con sus 5 resistencias ( $R_1\dots R_5$ ), sus 4 nodos (a, b, c, d) y su pila.

Figura 1: Malla o red



La primera ley enuncia que:

*“En toda malla la suma de todas las caídas de tensión es igual a la suma de todas las subidas de tensión”.*

$$\sum_j i_j = 0 \text{ (Primera Ley de Kirchhoff)}$$

Esto quiere decir, que dentro de una malla o circuito eléctrico como el que vemos arriba, se cumple que ante una subida o bajada de tensión, el sumatorio de ellas sería igual a cero.

La segunda ley anuncia que:

*“En toda malla la suma algebraica de las diferencias de potencial eléctrico debe ser 0”.*

$$\sum_i V_i = 0 \Rightarrow \sum_i \varepsilon_i = \sum_j R_j i_j \text{ (Segunda ley de Kirchhoff)}$$

Esto se explica mediante las variables  $V$  ó diferencias de potencial, las cuales sumadas una a una dentro del circuito eléctrico deben ser igual a 0.

Sus aplicaciones son muy interesantes, como el control de sistemas de circuitos dinámicos o la sistematización mediante algoritmos matriciales de ciertos problemas resolutivos de electricidad y energía.

### Apéndice 3: Base de datos para simulación

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N1	Northwest	N1G1	H	Caribou Falls	91	11.6608	416	491
		N1G2	H	Ear Falls	17	10.3570		
		N1G3	H	Whitedog Falls	68	11.3584		
		N1G4	H	Maniyou Falls	73	11.4492		
		N1G5	H	Lac Seul	12	15.2545		
		N1G6	H	Silver Falls	48	9.8982		
		N1G7	H	Kakabeka Falls	25	9.9500		
		N1G8	H	Pine Portage	142	10.5689		
		N1G9	H	Cameron Falls	87	10.4748		
		N1G10	H	Alexander	68	10.5750		
		N1G11	H	Aguasabon	51	10.8328		
		N1G12	C	Atikokan	211	9.5880		
		N1G13	C	Thunder Bay	306	10.4047		
						<b>10.9517</b>		

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N2	Northeast	N2G14	H	Kipling	157	12.5650	1 009	1 124
		N2G15	H	Harmon	141	12.4930		
		N2G16	H	Smoky Falls	52	11.0026		
		N2G17	H	Little Long	133	12.4210		
		N2G18	H	Otter Rapids	182	9.6416		
		N2G19	H	Abitibi Canyon	349	11.9110		
		N2G20	H	Lower Sturgeon	14	10.2636		
		N2G21	H	Sandy Falls	5	10.2436		
		N2G22	H	Wawaitin	11	9.4587		
		N2G23	H	Indian Chute	3	10.2390		
		N2G24	H	Hound Chute	4	11.2330		
		N2G25	H	Matabitchuan	10	9.4412		
		N2G26	H	Lower Notch	274	14.6448		
								<b>11.1968</b>

N3	<i>Essa</i>	N3G27	H	Ragged Rapids	8	15.6528	730	1 397
		N3G28	H	Hanna Chute	1	11.9962		
		N3G29	H	Big Eddy	8	11.6529		
		N3G30	H	South Falls	5	9.5634		
		N3G31	H	Big Chute	10	10.2411		
		N3G32	H	Trethewey Falls	2	11.5672		
		N3G33	H	Auburn	2	13.3456		
		N3G34	H	Lakefield	2	11.9922		
						<b>12.0014</b>		
N4	Ottawa	N4G35	H	Chenaux	144	9.8760	844	2 233
		N4G36	H	Calabogie	5	8.7889		
		N4G37	H	Barrett Chute	176	11.4466		
		N4G38	H	Mountain Chute	170	9.6600		
		N4G39	H	Stewartville	182	10.8846		
		N4G40	H	Anprior	82	11.4730		
		N4G41	H	Chats Falls	192	9.1890		
		N4G42	H	Des Joachims	429	11.8523		



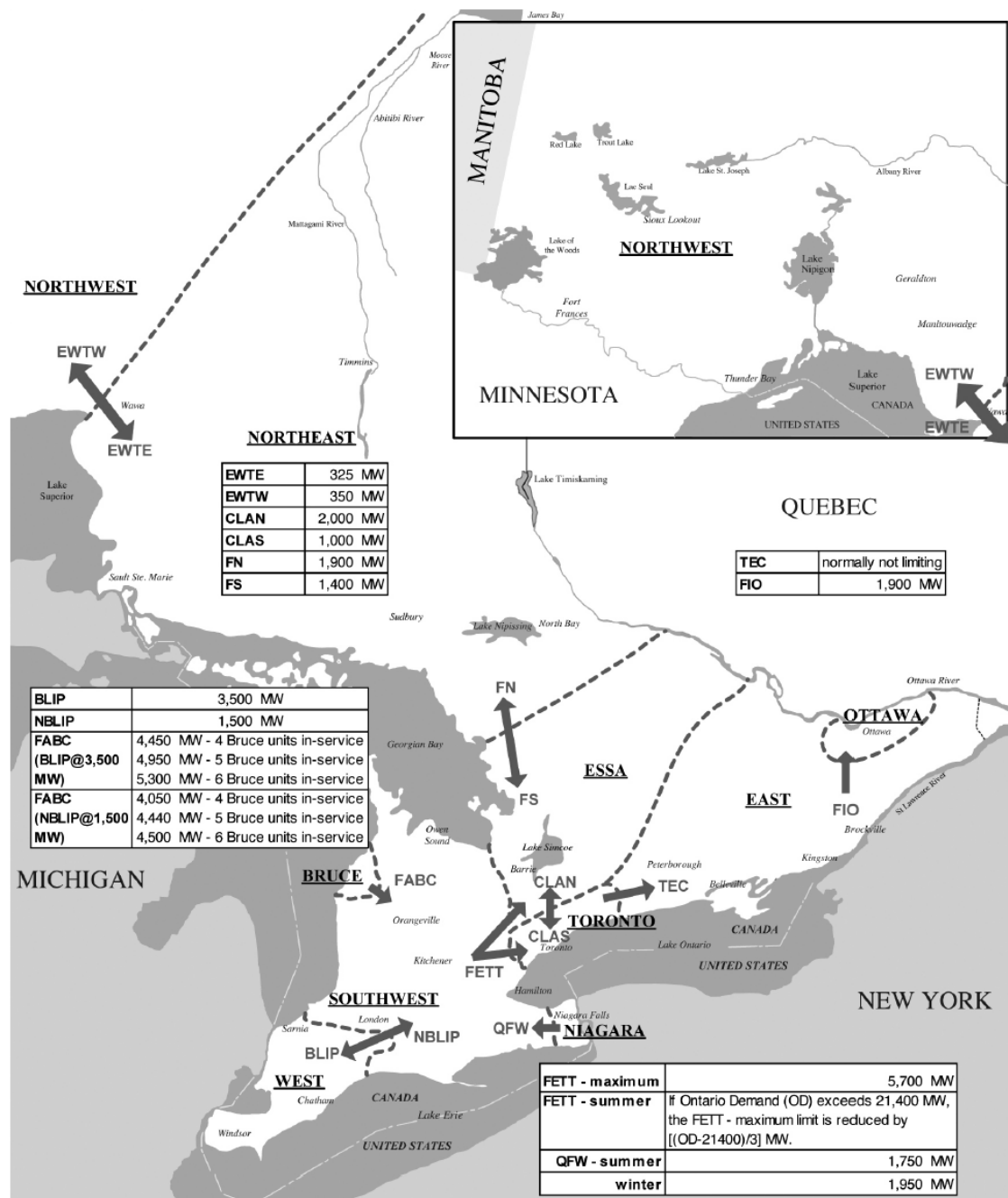
<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
		N4G43	H	Stewartville	182	10.8846		
						<b>10.4506</b>		
N5	East	N5G44	H	RH Saunders	1 045	8.9878	797	1 174
		N5G45	H	Merrickville	2	13.4567		
		N5G46	H	High Falls	3	13.7635		
		N5G47	H	Healey Falls	12	12.7631		
		N5G48	H	Seymour	6	10.5690		
		N5G49	H	Ranney Falls	10	10.1421		
		N5G50	H	Hagues Reach	4	13.5621		
		N5G51	H	Meyersburg	5	13.0067		
		N5G52	H	Sills Island	2	10.8829		
		N5G53	H	Frankford	3	12.9945		
		N5G54	H	Sidney	4	9.3547		
		N5G55	H	Lennox	2 100	12.0441		

N5G56	H	Stinson	5	10.8967
N5G57	H	Coniston	5	10.2349
N5G58	H	McVittie	3	11.7839
N5G59	H	Crystal Falls	8	10.1322
N5G60	H	Otto Holden	243	14.1345
N5G61	H	Nipissing	2	11.8534
N5G62	H	Bingham Chute	1	12.4567
N5G63	H	Elliott Chute	2	11.3256
				<b>11.7173</b>
N6	Toronto		3 512	22.0820
		Darlington		4 467
				9 345
N6G64	N	Darlington	3 512	22.0820
N6G65	N	Pickering A	1 030	14.7889
N6G66	N	Pickering B	2 064	12.7009
N6G67	W	Pickering	2	9.7945
N6G68	G	Portlands Energy Centre	550	14.2014
				<b>14.8416</b>

<i>Nodo</i>	<i>Zona eléctrica</i>	<i>Nodo y generador</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Nombre de la estación de generación</i>	<i>Capacidad máxima (MW)</i>	<i>Costos de generación</i>	<i>Demanda hora no pico (MW)</i>	<i>Demanda hora pico (MW)</i>
N7	Bruce	N7G69	W	Tiverton	0.6	9.8967	55	137
		N7G70	N	Bruce B	3 909	20.6367		
						<b>15.2667</b>		
N8	Southwest	N8G71	H	Eugenia	6	10.9846	2 524	4 418
		N8G72	C	Nanticoke	3 640	13.5330		
						<b>12.2588</b>		
N9	Niagara	N9G73	H	Sir Adam Beck 1	417	11.5859	452	871
		N9G74	H	Sir Adam Beck 2	1 499	13.0358		
		N9G75	H	Sir Adam Beck PGS	174	9.6295		
		N9G76	H	DeCew Falls 1	23	9.4459		
		N9G77	H	DeCew Falls 2	144	10.5269		
						<b>10.8448</b>		
N10	West	N10G78	C	Lambton	1 920	11.4841	1 366	2 815
		N10G79	G	Brighton Beach	580	14.9825		

*Fuente:* OEB y IESO.

## Apéndice 4: Interfase interna en Ontario



Fuente: IESO

## Apéndice 5: Aplicaciones del mecanismo HRV para México

Figura 1: Topología de red simplificada, México.



Figura 2. Tendencia de Precios en México, hora pico

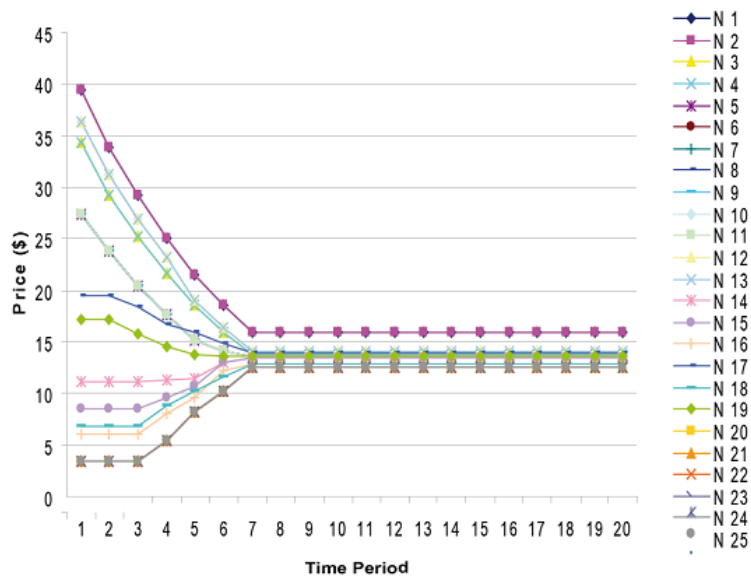


Tabla 1. Comparación del enfoque regulatorio con el status quo y la maximización de bienestar, hora pico, México.

	Red no extendida	Enfoque regulatorio	Maximización del bienestar
Renta del Consumidor (MIOUSD/h)	1,01	1,17	1,24
Renta del Productor (MIOUSD/h)	0,044	0,094	0,105
Renta de Congestión (MIOUSD/h)	0,027	0,0072	0,0065
Bienestar total (MIOUSD/h)	1,081	1,2712	1,3515
Capacidad de la red total (GW)	3,01	4,432	4,76
Precio Promedio (USD/MWh)	20,4	13,54	13,5