



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**LA REGULACIÓN Y EL BIENESTAR EN LA EXPANSIÓN DE
LA RED DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA EN UN AMBIENTE SIMULADO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA

ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA
P R E S E N T A :

ERIC ZENÓN OLVERA

TUTOR:

DR. JUAN ROSELLÓN DÍAZ

México, D.F., 2011



JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. ANGEL DE LA VEGA NAVARRO

Secretario: DR. JUAN ROSELLÓN DÍAZ

1er. Vocal: DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO

1er. Suplente: DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO

2do. Suplente: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO (UNAM).

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS (CIDE).

TUTOR DE TESIS:

DR. JUAN ROSELLÓN DÍAZ

FIRMA

Índice

Agradecimientos.....	iv
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Lista de Acrónimos.....	vii
Lista de Mapas.....	ix
Lista de Gráficas.....	ix
Lista de Tablas.....	x
Lista de Figuras.....	x
Marco teórico	
Introducción.....	1
Planteamiento del problema e hipótesis.....	3
Marco conceptual.....	4
Metodología.....	4
Estructura de la tesis.....	5
1 Marco conceptual	
1. 1 Introducción.....	6
1.2 Eficiencia económica.....	6
1.3 Poder de mercado.....	8
1.3.1 Restricciones regulatorias.....	9
1.4 Mercados eléctricos.....	10
1.5 Beneficio social en mercados eléctricos competitivos.....	11
1.6 Beneficio social en presencia de congestión en la transmisión.....	12

1.7 Modelos de expansión para transmisión.....	14
1.8 Expansión de la transmisión.....	15
1.9 Modelos de sistemas eléctricos.....	18
1.10 Modelo básico para la transmisión en corriente directa.....	19
1.10.1 Caracterización de un nodo.....	21
1.11 Modelo de expansión de la transmisión híbrido HRV.....	22

2 Estudios de caso. Sistemas eléctricos en Norteamérica: México, Ontario y PJM

2.1 Introducción.....	25
2.2 Caso I. Sistema eléctrico de México.....	26
2.2.1 Capacidad instalada en México.....	27
2.2.2 Generación de energía eléctrica en México..	29
2.2.3 Sistema de transmisión en México.....	30
2.3 Caso II. Sistema eléctrico de EUA (PJM).....	32
2.3.1 Capacidad instalada en EUA.....	34
2.3.2 Generación de energía eléctrica en EUA.....	35
2.3.3 Transmisión del sistema eléctrico en EUA...	36
2.3.4 PJM.....	40
2.4 Caso III. Sistema eléctrico de Canadá (Ontario).....	42
2.4.1 Generación de energía eléctrica en Canadá..	43
2.4.2 Ontario.....	43
2.5 Capacidad instalada conjunta de generación y transmisión en los sistemas eléctricos norteamericanos...	44

2.5.1 Generación conjunta de energía en Norteamérica.....	47
3 Puesta en punto de un modelo de bienestar para la expansión de la transmisión en los sistemas eléctricos en Norteamérica	
3.1 Introducción.....	50
3.2. Problema alto.....	51
3.3 Problema bajo.....	53
3.4 Aplicando el modelo de bienestar a las redes de transmisión norteamericanas seleccionadas.....	55
3.5 Parámetros iniciales.....	55
3.6 México.....	56
3.6.1 Zonas congestionadas en la red de transmisión en México.....	58
3.6.2 Resultados para el caso de México.....	59
3.7 PJM.....	61
3.7.1 Zonas congestionadas en PJM.....	63
3.7.2 Resultados para PJM.....	63
3.8 Ontario.....	65
3.8.1 Zonas congestionadas en Ontario.....	67
3.8.2 Resultados para Ontario.....	67
3.9 Análisis comparativo del bienestar en los tres sistemas.....	69
Conclusiones.....	71
Bibliografía.....	73

Agradecimientos

Agradezco el apoyo recibido por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y del Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México (UNAM).

Expreso mi total agradecimiento al Profesor Dr. Juan Rosellón Díaz por darme la oportunidad de pertenecer a su equipo de investigación. Le agradezco la libertad académica y la excelente guía en esta etapa de mi vida.

Agradezco profundamente el apoyo recibido por el Profesor Dr. Arturo Reinking Cejudo y por brindarme siempre un intervalo de su tiempo para expresar mis inquietudes e ideas. Siempre estaré en deuda con el Dr. Cejudo por sus invaluable comentarios.

Especial agradecimiento al Profesor Dr. Jorge M. Islas Samperio quien no sólo me proporcionó invaluable consejos y revisiones en la etapa de culminación de esta tesis, también me ha permitido explorar en el área de la energía renovable.

De igual forma, expreso mi agradecimiento al Profesor Ing. Rafael Guerrero Cepeda de quien, a lo largo del trabajo de investigación, recibí siempre comentarios enriquecedores.

Quiero agradecer los comentarios siempre acertados del Profesor Dr. Ángel de la Vega Navarro en la etapa de revisión del trabajo de investigación.

Dedico esta tesis a mis padres y hermanos. De quien tomo actitudes y convicciones, gracias por mantener abierta la puerta de sus vidas para mí...

Resumen

En esta tesis se presenta la aplicación de un mecanismo híbrido para la expansión de la red de transmisión en los sistemas eléctricos de México, Estados Unidos y Canadá. La aplicación está sustentada en redefinir el producto de la transmisión en términos de transacciones “punto-a-punto” o derechos financieros de transmisión (FTRs), en el rebalanceo de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, así como en la utilización de precios nodales. La expansión de la red ocurre debido a la venta de FTRs asociados con las líneas eléctricas congestionadas. El mecanismo se prueba para la topología de la red del Sistema Eléctrico Nacional de México (SEN) con 24 nodos y 35 líneas eléctricas, la red de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) con 17 nodos y 31 líneas y, finalmente, la red de Ontario con 10 nodos y 10 líneas. Los resultados muestran que los precios convergen al costo de la generación marginal, la congestión disminuye y el beneficio social se incrementa para los 3 sistemas no importando la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes, ni el tipo de capacidad de generación instalada.

Abstract

This thesis presents a hybrid mechanism application for the electrical system network expansion in Mexico, United States and Canada. The application is based on redefining the transmission output in terms of "point-to-point" transactions or financial transmission rights (FTRs); rebalancing the fixed and variable parts of a two-part tariff; as well as in the use of nodal pricing. The expansion of the transmission is carried out through the sale of FTRs for the congested electrical lines. The mechanism was tested in the national electric system of Mexico (SEN) with 24 nodes and 35 power lines, in the Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) grid with 17 nodes and 31 lines, and finally in the Ontario network with 10 nodes and 10 lines. The results thereof indicate that prices converge to the marginal generation cost, congestion decreases and the social benefit increases in the three systems, regardless of the organization of the electrical system, the network topology or the type of installed generation capacity

Lista de Acrónimos

AESO *Alberta Electric System Operator*

BC Beneficios del Consumidor

BP Beneficios del Productor

CC Costo de la Congestión

CENACE Centro Nacional de Control de Energía

CFE Comisión Federal de Electricidad

CRE Comisión Reguladora de Energía

CD Corriente Directa

DOE *Department of Energy*

EIA *Energy Information Administration*

ERCOT *Electricity Reliability of Texas*

EUA Estados Unidos de América

FERC *Federal Energy Regulatory Commission*

FRCC *Florida Reliability Coordinating Council*

FTR *Financial Transmission Rights*

HRV Hogan, Rosellón y Vogelsang

IIE Instituto de Investigaciones Eléctricas

IOU *Investor-Owned Utility*

ISO *Independent System Operator*

ISO-NE *New England ISO*

LFC Luz y Fuerza del Centro

LMP *Locational Marginal Price*

MRO *Midwest Reliability Organization*

NEB *National Energy Board*

NERC *North American Electricity Reliability Council*

NPCC *Northeast Power Coordinating Council*

NYISO *Nueva York ISO*

OIESO *Ontario Independent Electricity System Operator*

PEMEX *Petróleos Mexicanos*

PIE *Productor Independiente de Electricidad*

PJM *Pennsylvania-New Jersey-Maryland*

PUCs *Public Utilities Commissions*

PUD *Public utility District*

PURPA *Public Utilities Regulatory Policy Act*

RC *Renta de Congestión*

RFC *Reliability First Corporation*

RTO *Empresa Regional de Transmisión*

SEN *Sistema Eléctrico Nacional*

SENER *Secretaría de Energía*

SERC *Southeast Electric Reliability Council*

SIN *Sistema Interconectado Nacional*

SSP *Southwest Power Pool*

Transco *Compañía de Transmisión*

WECC *Western Electricity Coordinating Council*

Lista de Mapas

Mapa 1. Sistemas eléctricos en Norteamérica

Mapa 2. Regiones de la NERC y sistemas de transmisión (operadores de la red y zonas congestionadas)

Mapa 3. Topología de la red de México

Mapa 4. Zonas congestionadas en México

Lista de Gráficas

Gráfica 1. Capacidad efectiva nacional instalada y permisos en 2007

Gráfica 2. Capacidad efectiva instalada del servicio público por tipo de central 2007.

Gráfica 3. Destino de la energía eléctrica en 2007

Gráfica 4. Capacidad instalada y por fuente en 2007

Gráfica 5. Generación y destino de la energía eléctrica en 2007

Gráfica 6. Capacidad instalada por fuente en 2008

Gráfica 7. Evolución de la capacidad instalada conjunta en Norteamérica

Gráfica 8. Capacidad instalada de generación y demanda

Gráfica 9. Longitud del sistema de transmisión

Gráfica 10. Fuentes de energía respecto al total en Norteamérica

Gráfica 11. Generación por tipo de energía

Gráfica 12. Evolución de la generación de electricidad en Norteamérica

Gráfica 13. Desarrollo de los precios en México

Gráfica 14. Desarrollo de los precios nodales en PJM

Gráfica 15. Desarrollo de los precios en Ontario

Lista de Tablas

Tabla 1. Longitud de las líneas de transmisión

Tabla 2. Valores para la simulación

Tabla 3. Precio promedio en México

Tabla 4. Características de las unidades generadoras de electricidad

Tabla 5. Precio promedio en Ontario

Tabla 6. Resultados del enfoque regulatorio y del enfoque de maximización del bienestar

Lista de Figuras

Figura 1. Precios y cantidades en el mercado de energía

Figura 2. Concepto de beneficio social

Figura 3. Beneficio social y congestión

Figura 4. Descripción del sistema eléctrico (ejemplo)

Figura 5. Conformación de un nodo

Figura 6. Secuencia del algoritmo

Figura 7. Topología de PJM

Figura 8. Zonas congestionadas en PJM

Figura 9. Topología de la red de transmisión de Ontario

Figura 10. Zonas congestionadas en Ontario

Introducción

Principalmente en América del Norte y en Europa Occidental la idea encaminada a la desintegración vertical en los sistemas eléctricos, generalmente controlados por el Estado, comenzó a tomar fuerza a mediados de la década comprendida entre 1970-1980. A partir de entonces la idea continua vigente y en constante evolución.

Para Joskow (1983) y Laffont (1989) estas modificaciones tienen como objetivo mejorar y expandir el sistema eléctrico hacia nuevos horizontes, dentro de un ambiente competitivo y favorable para los participantes en el sistema.

No obstante, los modelos implementados en los distintos países han tenido efectos diferentes (Tovar, 2000). Por una parte, debido a las condiciones de base existentes en cada región y por otra, como resultado del enfoque aplicado en los sistemas de energía eléctrica (Joskow, 2006).

En consecuencia, se ha observado que particularmente en el desempeño de la cadena eléctrica, el segmento de la transmisión guarda especial importancia para el funcionamiento óptimo de los sistemas eléctricos (Rosellón, 2003).

De esta forma, la evidencia encontrada en la literatura respecto al tema muestra que la transmisión es uno de los eslabones fundamentales para la maximización del beneficio entre productores y consumidores (Rosellón, 2007).

Bajo esta perspectiva se busca una expansión adecuada de la red de transmisión que disminuya los efectos adversos en el sistema eléctrico y que incremente el beneficio social de los agentes económicos involucrados.

En los últimos años, diversos autores han incursionado en el tema de la expansión de la transmisión. El objetivo ha sido encontrar la determinación óptima de precios o una regulación adecuada para la expansión de la red de alta tensión (Bushnell, 1999; Bushnell y Stoft, 1997; Joskow y Tirole, 2000; Oren, 1997; Joskow y Schmalensee, 1983; Chao y Peck, 1993; Gilbert, Neuhoff, y Newberry, 2004; Cardell, Hitt y Hogan, 1997; Borenstein, Bushnell y Stoft, 2000; Borenstein, Bushnell y Wolak, 2002; Rosellón 2003).

De esta forma, se han establecido líneas de investigación que sugieren que en la expansión óptima de la red de transmisión se debe asegurar la competencia, calidad, confiabilidad en el suministro (limitar los problemas de congestión) y acceso no discriminatorio entre los agentes involucrados (limitar el poder de mercado), como aspectos esenciales en el diseño de mecanismos para su desarrollo (Rosellón, 2003; Joskow, 2006).

Es importante destacar que la literatura concerniente a los incentivos para la expansión de las líneas de alta tensión es escasa. No obstante, se ha evidenciado la existencia de dos enfoques principales al respecto: a) regulación del precio y b) cargos por congestión a través de derechos financieros de transmisión (*Financial Transmission Rights- FTRs*) en el mercado de energía.

El primero (Vogelsang, 2001) propone la existencia de una empresa integrada que asume mediante incentivos la expansión de la red. Las alternativas de regulación propuesta son los precios máximos (*price cap*) o regulación por comparación (*Benchmark regulation*).

El segundo, se deriva de la expansión óptima de transmisión utilizando FTRs a través de un operador independiente del sistema que redistribuye las rentas de congestión (Hogan 1992, 2002 a,b,c,d, 2004, 2005).

No hay que olvidar que, adicionalmente a los dos enfoques anteriores para la expansión de la red, la transmisión guarda características económicas especiales que la diferencian de otros segmentos de la cadena eléctrica, como la subaditividad de costos.

Además, su funcionamiento está gobernado por leyes de la física que rigen el desempeño del sistema eléctrico (Rosellón, 2003 y Viqueira, 2004, Tomo I, II y III).

En este sentido, encontrar la medida adecuada de incentivos para la expansión de la red de transmisión, considerando los aspectos técnicos de la energía eléctrica en el sistema con elementos de mercado o aspectos de economía pública estándar, es una tarea complicada.

Planteamiento del problema e hipótesis

Actualmente existen mecanismos basadas en elementos regulatorios o de mercado que permiten tener un acercamiento a mecanismos para la expansión de la transmisión eléctrica, sin embargo, son insuficientes para determinar la expansión óptima de estas redes. Es decir, los mecanismos enfocados en elementos regulatorios basan su funcionamiento en una topología de red lineal; por ejemplo una línea de transmisión y dos nodos, además de asumir funciones de costo y demanda bien comportadas (*smooth behavior*), sin requerimientos que impidan la satisfacción completa de la carga, por lo tanto, poco aplicables. Los segundos mecanismos que utilizan elementos de mercado consideran la expansión a través de la asignación de derechos de propiedad, sin embargo, no consideran las externalidades negativas sobre estos derechos e incluso una disminución neta de la capacidad de la red.

Esta tesis se propone avanzar en encontrar una solución a la problemática anterior al pretender demostrar, como hipótesis principal de trabajo, que es posible simular un mecanismo híbrido que pueda expandir la red eléctrica de alta tensión con elementos de mercado y bajo condiciones reguladas, con integración de los parámetros técnicos ineludibles (básicos) de las redes de transmisión, con el fin de obtener una aproximación más óptima.

Marco conceptual

El marco conceptual de esta tesis es interdisciplinario fundamentado en elementos de la teoría económica de la regulación y la teoría de redes eléctricas. En economía de la regulación se analiza la conducta entre el regulador y las empresas reguladas; la eficiencia en la asignación de recursos, la equidad social a través de estructuras informacionales, restricciones transaccionales y político-administrativas (Ayala, 2000). Las estructuras informacionales generalmente están acompañadas de asimetría de la información caracterizada por la selección adversa y el riesgo moral. Finalmente, el regulador también tiene la posibilidad de aplicar instrumentos regulatorios, principalmente, a través de señales en los precios, transferencias y esquemas por incentivos, entre otros (Laffont, 1989, 1993).

Por su parte, la teoría de redes eléctricas describe los fenómenos físicos que están presentes en la redes de transmisión eléctrica a través del uso de modelos matemáticos y analíticos que intentan representar el comportamiento de la red bajo un régimen permanente de equilibrio (Viqueira, 2004, Tomo I, II y III). Con los modelos mencionados se determinan los flujos de potencia de energía eléctrica en el sistema correspondiente; las interacciones entre la generación de energía y las condiciones de carga (Rodríguez, 1998).

Metodología

Partiendo del marco conceptual descrito, se empleó la siguiente metodología:

1. Búsqueda de información sobre los distintos modelos matemáticos que existen en la literatura económica de la regulación respecto a FTRs.
2. Selección de modelos matemáticos para representar con elementos básicos el comportamiento de la red de transmisión.
3. Definición y análisis de los elementos básicos necesarios para el funcionamiento de los modelos matemáticos seleccionados tanto para la representación de los FTRs como de la transmisión eléctrica.

5. Identificación de las variables relacionadas con los modelos seleccionados para obtener una representación adecuada del funcionamiento económico-técnico de las redes de transmisión.
6. Evaluación de la representación matemática lograda en condiciones de simulación para los estudios de caso de los sistemas de transmisión nacionales/regionales de América del Norte.
7. Validación del modelo para verificar que las distintas medidas regulatorias simulen adecuadamente a través de su comparación con modelos teóricos existentes en la literatura sobre la expansión de redes transmisión.
8. Afinación de los parámetros clave del modelo y puesta al punto.

Estructura de la tesis

La tesis está organizada en tres partes. En la primera parte se presenta el marco conceptual del trabajo de investigación, se definen los principales conceptos usados en la tesis, se hace una revisión del estado del arte en la teoría económica de la regulación sobre los mecanismos de expansión para la redes de transmisión, se revisa la teoría de redes de transmisión básica necesaria para entender su diseño y funcionamiento. Finalmente, a partir de estas revisiones se muestra una representación híbrida de la expansión de los sistemas de transmisión.

En la segunda parte se describe la organización de los sistemas eléctricos nacionales/regionales de América del Norte que se van a tratar como casos de estudio, en donde se aplicará la representación híbrida mostrada, lo que conlleva a enlistar las características propias de cada uno de estos sistemas eléctricos, principalmente del segmento de la transmisión.

En la tercera parte se simula y se hace una descripción detallada del mecanismo que se va a emplear en la expansión de la transmisión para los tres casos de estudio. Se muestra la aplicación del mecanismo híbrido a los estudios de caso tratando de determinar los

parámetros que más influyen en la expansión óptima de las redes de transmisión en distintas topologías de red.

1 Marco conceptual

1.1 Introducción

Desde inicios de 1970 la idea de mercados de electricidad ha cobrado fuerza en el mundo. Los cambios en la estructura y diseño (generación, transmisión y distribución) son aún hoy en día fuente de un intenso debate. En este nuevo proceso de reconfiguración del sistema eléctrico nuevos conceptos se han definido o complementado. El objetivo de este capítulo es definir algunos términos y conceptos más significativos que se emplearán en esta tesis.

1.2 Eficiencia económica

La noción entorno al concepto de la eficiencia económica en el mercado; es la idea de que ésta se obtiene cuando ya no es posible mejorar el bienestar de una persona sin empeorar el de alguna otra (Varian, 1999). De acuerdo a la definición de Ayala (2000), la eficiencia económica es alcanzada cuando se reporta el máximo nivel de satisfacción o producción posible con los factores de la producción y la tecnología dados.

Al respecto, la teoría clásica considera que el mercado es la mejor forma para la asignación de recursos sin intromisión del Estado. Una situación en la cual las libres fuerzas del mercado conducirán a una eficiencia, sin necesidad de intervención. De ahí que se desprenda la idea de que la coordinación económica entre individuos se logre sin la intervención de algún ente externo.

Sin embargo, en la realidad el funcionamiento de los mercados es bastante lejano a la idea clásica. Lo más común es que el mercado no sea la mejor forma para lograr asignaciones eficientes, por el contrario, puede conducir a situaciones que van en sentido opuesto de la concepción de eficiencia.

Cuando se presentan situaciones en la cuales no se tienen asignaciones eficientes decimos que se presentan fallas en el mercado. Se reconoce que éste no necesariamente produce asignaciones eficientes y socialmente justas de los recursos, al violarse los supuestos de racionalidad, competencia perfecta, mercados completos e información completa entre otros (para una descripción elaborada ver Varian, 1999 y Laffont, 1989).

Siguiendo a Ayala (2000), el mercado puede fallar, entre otras razones, por las siguientes:

- a) Ausencia de mercados competitivos. Los mercados son competitivos sólo cuando los agentes no pueden influir en él.
- b) La existencia de mercados incompletos y segmentados. Generalmente, no existe plena libertad para entrar o salir de los mercados.
- c) La información que requieren los individuos no siempre está disponible, es asimétrica, lo que conlleva un costo para el productor o el consumidor.
- d) Los derechos de propiedad no siempre están claramente definidos; ocasionando que los individuos no puedan acordar voluntariamente la distribución de los costos sociales de las actividades productivas en que incurren.

En todos los casos anteriores se conduce a una situación de ineficiencia económica que reduce los niveles de bienestar. Ahora bien, cada una de estas fallas de mercado tienen la particularidad de que conducirán a que el Estado actúe tratando de corregir sus efectos y causas aplicando diferentes estrategias y soluciones.

Por ejemplo, en el caso de los bienes públicos (telecomunicaciones, gas, electricidad y agua, principalmente) es común que el Estado decida intervenir en la economía de forma directa, es decir, produciendo él mismo los bienes y servicios que tienen las características de ser bienes públicos ó interviniendo; dictando normas y mecanismos económicos, entre otros.

1.3 Poder de mercado y regulación

En política industrial las empresas con poder de mercado generalmente se regulan (para una explicación detallada ver Laffont y Tirole , 1993). En este sentido los sectores que han experimentado mayor grado de regulación son telecomunicaciones, gas, electricidad y agua, las cuales presentan características de monopolio natural. De acuerdo a Cabral (1997) la concepción en torno al monopolio natural debe ser analizada desde una perspectiva de análisis sobre la tecnología. Originalmente, abordar el problema en sectores cuyos costos marginales eran pequeños e incluso cero, era a partir de la idea de economías de escala.

En este sentido, Cabral comenta que uno de los supuestos que considera la teoría clásica para caracterizar a los mercados competitivos es la existencia de funciones de producción que exhiben rendimientos constantes de escala. Cuando este supuesto no se cumple, y más concretamente, cuando la función de producción exhibe rendimientos crecientes de escala, se genera lo que conocemos como economías de escala (para una explicación más detallada ver Cabral, 1997).

El mismo Cabral menciona que la noción de economías de escala durante mucho tiempo se utilizó para identificar sectores de la economía como monopolios naturales. Posteriormente, a partir de los trabajos desarrollados por Baumol, se liga la noción de las economías de escala a la de subaditividad de costos para identificar de una manera mucho más exacta y clara a los monopolios naturales. De esta forma se define que una función de costos es subaditiva cuando el costo de producir una cantidad q con una sola empresa es inferior al costo de producir la misma cantidad con dos o más empresas, concretamente, la subaditividad de la función de costos es condición necesaria y suficiente para que un sector sea considerado un monopolio natural (Cabral, 1997).

Aún cuando se asume el problema del monopolio natural, persiste el problema de cómo inducir a las empresas a actuar de acuerdo con el interés público, es decir, encontrar la política regulatoria adecuada.

1.3.1 Restricciones regulatorias

Ante una situación de asignación ineficiente de los recursos y que los supuestos de competitividad son inevitablemente débiles o inexistentes, persiste la necesidad, en algunos casos, de una política regulatoria, ya que ésta es una de las formas de observar el comportamiento de la empresa (para una explicación detalla consultar Laffont y Tirole, 1993 y Laffont, 1989).

La teoría de la regulación sugiere la implementación de planes entre el regulador y las empresas reguladas a través de estructuras de información o instrumentos viables (control sobre precios, ventas, decisiones de producción, entre otros) como un esfuerzo para impedir que las empresas tomen decisiones que dañen el bienestar de los consumidores y del interés público.

No obstante, en la regulación existen restricciones que limitan la eficiencia en el control de las empresas por parte del Estado (particularmente por parte de agencias gubernamentales encargadas de regular).

De acuerdo a Laffont y Tirole (1993) existen tres tipos de restricciones a la regulación: restricciones de información, restricciones de transacción, y restricciones político- administrativas.

- a) Dentro de las restricciones de información, se destaca que para el regulador resulta complejo tener acceso a información económica de las empresas, ocasionándole dos tipos de problemas: el riesgo moral y la selección adversa.

El riesgo moral. Hace referencia a las variables endógenas no observables por el regulador. Las empresas toman acciones discrecionales que afectan sus costos y la calidad de sus productos.

Selección Adversa. Se refiere a que la empresa tiene más información que el regulador sobre algunas variables exógenas. Esta asimetría de la información permite a las empresas extraer un beneficio de su interacción con el gobierno e incluso se tiene poco poder de negociación.

b) Las restricciones del tipo transaccional hacen referencia al costo de realizar y hacer cumplir los acuerdos contractuales, además de que probablemente estén incompletos. Estas contingencias son difíciles de predecir debido a los avances tecnológicos, y por lo tanto, no se contemplan el largo plazo.

c) En las restricciones político-administrativas los reguladores están restringidos por los códigos federales de regulación, decretos administrativos o leyes.

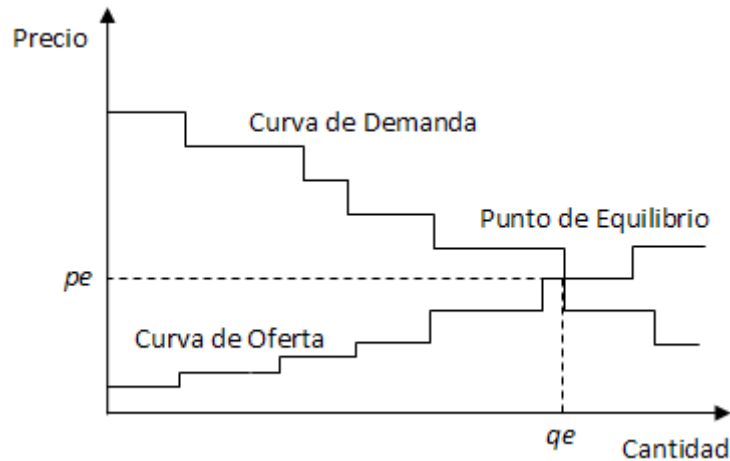
1. 4 Mercados eléctricos

El concepto de mercados eléctricos está ligado a la descentralización o liberalización de los sistemas eléctricos (por ejemplo: *spot markets*, *pool markets* y *power exchanges*). Generalmente en estos mercados los participantes (generadores de electricidad y suministradores del servicio de carga) reservan cantidades o lotes de energía eléctrica (contratos bilaterales) por intervalo de tiempo (por ejemplo; 30-60 minutos, diario, mensual o anual) a un precio determinado (a precio de mercado o también denominado precio de oportunidad), el operador del sistema recibe estos precios y cantidades ofrecidas, subsecuentemente por efecto de los fundamentos de la curva de oferta y demanda (principios microeconómicos de competencia- para una descripción elaborada ver Varian, 1999-) se obtienen el precio (pe) y cantidad (qe) de equilibrio (figura 1) del mercado.

La curva de oferta de electricidad se construye ordenando ascendentemente a los generadores que ofrecen el precio mínimo de electricidad (también conocida como regla de despacho por orden de mérito). De esta forma el operador central del sistema selecciona a los generadores que ofrezcan el precio más bajo hasta satisfacer la demanda total. En consecuencia, se espera que los productores con precios mayores no produzcan. El precio

de oportunidad será igual al precio del último generador despachado. Dicho precio es recibido por los generadores y pagado por los consumidores.

FIGURA 1. PRECIOS Y CANTIDADES EN EL MERCADO DE ENERGÍA



Fuente: Elaboración propia con base en Varian, 1999.

En cada periodo o intervalo de tiempo en el que las transacciones son llevadas al cabo se obtienen diferentes precios y cantidades de equilibrio. Los generadores de electricidad determinan su participación respecto a precios y cantidades ofrecidas al igual que los consumidores demandan la carga al precio máximo que están dispuestos a pagar.

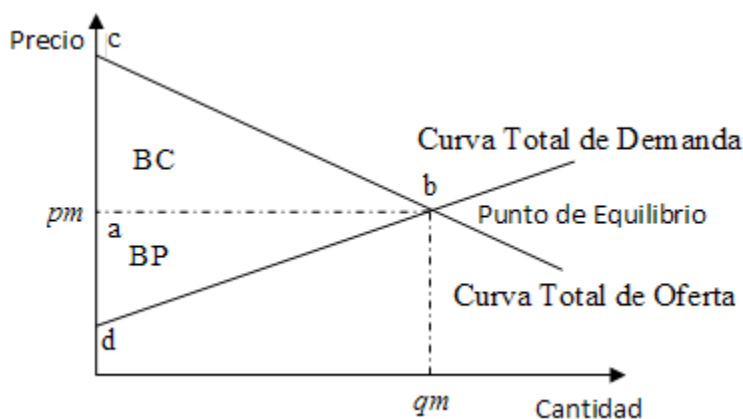
1.5 Beneficio social en mercados eléctricos competitivos

Bajo los principios económicos presentes en los mercados eléctricos, el operador del sistema recibe ofertas de los participantes a través de contratos bilaterales de energía por intervalos de tiempo determinado. De acuerdo a la regla de despacho por orden de mérito la curva total de oferta y total de demanda (representadas por funciones lineales para este trabajo de investigación) se intersectan en el punto de equilibrio (cantidades q_m y precios p_m de equilibrio de mercado- para una descripción elaborada ver Varian, 1999-).

En competencia perfecta; los generadores de electricidad en el mercado son capaces de suministrar la energía requerida en el mercado al costo mínimo y eventualmente al precio de equilibrio de mercado (p_m), de la misma forma, la carga requerida es satisfecha al

precio más bajo de mercado al que los consumidores están dispuestos a pagar. Aparentemente, tanto consumidores como generadores de energía estarían satisfechos en el punto de equilibrio del mercado. Con el argumento anterior los participantes tendrían incentivos para buscar en cada transacción de energía mayores beneficios, es decir, nos encontraríamos en una situación ganar-ganar representada, en la figura 2, por el área superior (abc), para el caso de beneficios del consumidor (BC) y el área inferior (adb) correspondiente para los beneficios del productor (BP). En este sentido la suma de beneficios del productor y consumidor representa el beneficio social.

FIGURA 2. CONCEPTO DE BENEFICIO SOCIAL



Fuente: Elaboración propia con base en Varian, 1999.

1.6 Beneficio social en presencia de congestión en la transmisión

En el diseño de mercados eléctricos uno de los objetivos cruciales es alcanzar la eficiencia económica; el beneficio social óptimo. No obstante, factores como: mercados incompletos, crecimiento sostenido en la carga, aumentos en los intercambios de electricidad entre las áreas de control, la construcción de nueva capacidad de generación que sobrepasa la capacidad de la red, el mantenimiento, derechos de propiedad mal definidos y la falta de inversión para su expansión son sólo algunos de los elementos restrictivos presentes en la maximización del beneficio social¹. En esencia, independientemente de la forma de

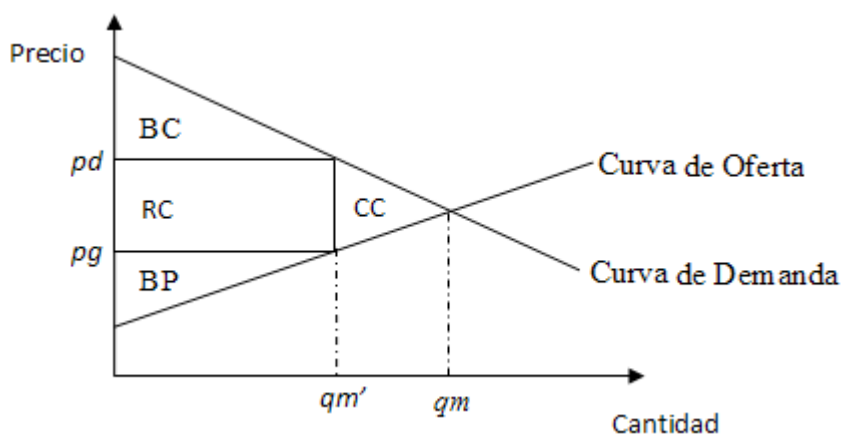
¹ Bushnell, 1999; Bushnell y Stoft, 1997; Joskow y Tirole, 2000; Oren, 1997; Joskow y Schmalensee, 1983; Chao y Peck, 1997; Gilbert, Neuhoff, y Newberry, 2004; Cardell, Hitt y Hogan, 1997; Borenstein, Bushnell y Stoft, 2000; Borenstein, Bushnell y Wolak, 2002, Rosellón 2003

competencia económica en los mercados de energía eléctrica los principios económicos de competencia perfecta no son alcanzados. Una de los problemas que afectan el desempeño de la eficiencia económica en las actividades de transmisión de la energía eléctrica es el problema conocido como congestión de la red eléctrica.

Cuando el sistema de transmisión presenta congestión, la regla de despacho a mínimo costo no se garantiza, es decir, la energía generada a precios más bajos, en algunos casos, queda sin ser ocupada. Además, se observan precios diferentes en cada nodo (también conocidos como precios nodales). Los precios nodales son los nuevos precios de mercado de oportunidad de cada nodo y envían señales a los participantes del sistema acerca de las oportunidades de inversión en la generación y transmisión. De ahí que la diferencia en precios nodales sea equivalente al cargo por uso de transmisión.

De esta forma podemos observar que en el mercado de energía y en presencia de congestión en las líneas de transmisión, el punto de equilibrio se desplaza (figura 3) a la izquierda de la cantidad de equilibrio qm' , disminuyendo el beneficio social. Esta nueva situación produce dos nuevos *cuasi* puntos de equilibrio. Uno relacionado con la disposición de los consumidores a pagar pd y otro relacionado con el costo marginal de producción pg . El operador del mercado recolecta la renta de congestión (RC) resultado de la diferencia de precios nodales, mientras que el triangulo CC presenta el costo de la congestión.

FIGURA 3. BENEFICIO SOCIAL Y CONGESTIÓN



Fuente: Elaboración propia con base en Rosellón, 2003.

En términos prácticos el beneficio social disminuye (disminución del área BC Y BP) y se incrementa la disposición de los consumidores a pagar.

1.7 Modelos de expansión de la transmisión

Por décadas la operación de los sistemas eléctricos en el mundo presentaba un alto grado de integración vertical entre generación, transmisión y distribución. Una empresa usualmente controlaba todos los segmentos del sistema bajo el argumento económico de economías de escala y subaditividad de costos². Sin embargo, a inicios de 1970 en Estados Unidos (EUA) comenzó el proceso de reconfiguración de la industria, modificándose principalmente el segmento de generación eléctrica y permitiéndose el acceso a productores independientes.

Es hasta finales de la década de 1990 que se reestructuran todos los segmentos del sistema eléctricos en EUA y de algunas regiones en Canadá, garantizándose el acceso y la competencia a terceros en mercados de electricidad, mientras que en México las principales reformas tienen lugar sólo en el segmento de generación, permaneciendo sin cambios el sistema de transmisión³. Los resultados en los países que reestructuraron sus sistemas de transmisión han sido variados; aún hoy en día se continúa escribiendo al respecto⁴.

En la última década en Norteamérica, Europa occidental y algunos países de Sudamérica se han analizado los aspectos que comprometen el funcionamiento de la capacidad de transmisión en los sistemas eléctricos (Joskow, 2005a y 2005b). El crecimiento sostenido en la carga, aumentos en los intercambios de electricidad entre las áreas de control, la construcción de nueva capacidad de generación que sobrepasa la capacidad de la red, el mantenimiento y la falta de inversión para su expansión son algunos de los principales elementos identificados que afectan el funcionamiento de la red y causan el congestionamiento de transmisión eléctrica. La expansión eficiente de la red de

² Estos argumentos son severamente debatidos principalmente debido al auge tecnológico de nuevos procesos de generación (principalmente termoeléctrica) y transmisión, así como por el desarrollo de la economía de la regulación e incentivos de mercado (Amstrong, Cowan y Vickers, 1994).

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

⁴ La tendencia internacional de reestructuración de los sistemas eléctricos en el mundo sigue el patrón británico, e inicia principalmente en el periodo 1980-1990 (Hunt, 2002).

transmisión mejora el desempeño de todo el sistema eléctrico en términos de calidad, mínimo costo, confiabilidad y acceso.

1.8 Expansión de la transmisión

Existen en la literatura dos mecanismos regulatorios básicos para la expansión de las redes de transmisión. En ambos se involucran operadores independientes responsables de la operación del mercado, y el control independiente de la compañía de transmisión (Transco). Ambos mecanismos lidian de manera distinta con el problema de la congestión de la red eléctrica.

La congestión ocurre cuando la capacidad disponible a mínimo costo no puede ser suministrada debido a los límites de la capacidad de transmisión, en consecuencia unidades con costos de generación más elevado deben satisfacer la carga. El resultado es que el precio de la energía en los nodos donde existen estas restricciones tendrán precios más elevados que en otros.

El primer mecanismo se basa en la regulación de precios (Vogelsang, 2001) sobre una tarifa en dos partes. El mecanismo depende del rebalanceo de la parte fija y variable de la tarifa y del uso de precios máximos (o *price caps*). La parte fija funciona como recuperadora de los costos fijos de largo plazo (carga complementario) y la parte variable como un precio de congestión (Rosellón, 2003). La Transco rebalancea a lo largo del tiempo las dos partes de la tarifa al igual que el regulador establece un *price-cap* que incentiva la expansión eficiente de la red. Esto promueve la expansión eficiente de la red, genera incentivos para optimizar el nivel de la congestión y, bajo determinadas condiciones, converger al estado estacionario de equilibrio (tipo *Ramsey*).

Las principales críticas a este mecanismo recaen, por una parte, en la definición *lineal* del producto de la transmisión eléctrica para una topología de red con una sola línea y dos nodos (red radial) y por otro lado, en las propiedades de buen comportamiento (*smooth behavior*) de las funciones de demanda y costo de la transmisión eléctrica. El

enfoque de Vogelsang (2001) es tal que solamente es aplicable a redes radiales lo cual no permite su aplicación práctica a las topologías de red malladas. Hogan (2002), argumenta que las propiedades de las funciones de costo para redes malladas son generalmente no-diferenciables e, incluso, discontinuas.

El segundo mecanismo para la expansión de la transmisión utiliza los precios marginales de origen o locacionales⁵ (*Locational Marginal Prices* –LMPs-) y las rentas derivadas de la congestión. Los precios marginales locacionales están basados en los costos marginales de generación que satisfacen las cargas (para determinados lugares-tiempo) utilizando los recursos de generación disponibles (a mínimo costo), y considerando las restricciones físicas de la red de transmisión (McGrew, 2003). La implementación de LMPs en algunas entidades incorpora al precio las pérdidas marginales de la transmisión como componente (cómo en Nueva York (NYISO), Nueva Inglaterra (ISO-NE), Midwest (MISO), PJM y California (CAISO))⁶. Esto significa que los LMPs varían de nodo en nodo. En el presente trabajo no tomamos como un componente de los LMP las pérdidas marginales de la transmisión, en este sentido, sólo llamamos a este tipo de precios; precios nodales.

Las rentas derivadas de la congestión forman parte de los denominados derechos financieros de transmisión FTRs. Un FTR es un instrumento financiero que proporciona al tenedor el derecho de recibir ganancias o pagar cargos basados en la diferencia de precios nodales (renta de congestión- Hunt, 2002-).

La expansión de la red ocurre mediante la asignación de los derechos de propiedad, FTRs, que motivan la inversión en la red. La asignación de FTRs es subastada por un ISO. No obstante, bajo la presencia de flujos circulares en redes malladas, un cierto proyecto de

⁵ PJM fue el primero en utilizar los LMP (1998) y poco después FTRs. Ver Hunt (2002).

⁶ La definición de los Operadores Independientes del Sistema (ISO- *Independent System Operator*) se realiza en la parte 2 de la tesis.

expansión de la red puede generar externalidades⁷ negativas sobre los derechos de propiedad de la red o, incluso, una disminución neta de la capacidad de la red.

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

Kristiansen y Rosellón (2010) sugieren entonces una solución mediante la cual el ISO reserva un número determinado de FTRs (*proxy*) durante el proceso de expansión. Esto con el fin de que el sistema de transmisión pueda contar con los ingresos suficientes *ex post* (después de la expansión) en el caso de que dichas externalidades negativas afecten a los propietarios de los FTRs originales (previos a la expansión).

Un nuevo enfoque es el mecanismo propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010) (HRV) quienes sugieren un mecanismo combinado que utiliza tanto elementos de mercado como elementos regulatorios, y que considera el efecto de las restricciones físicas de la red así como la topología de la misma. Este mecanismo para la extensión de redes existentes basa su funcionamiento en términos de los FTRs, el rebalanceo de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, aplicando la lógica regulatoria por incentivos de Vogelsang (2001). El enfoque actúa sobre un modelo bi-nivel donde el ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones típicas de la red, del despacho y de la generación. Como resultado se obtienen las cargas óptimas y los precios nodales necesarios para incentivar la expansión de la red en sistemas mallados. Rosellón y Weigt (2008) desarrollan una aplicación del modelo HRV, en el que prueban como se incentiva la inversión en la red de transmisión para el noroeste de Europa (*Benelux*).

⁷ Efecto indirecto de las actividades de consumo o producción. Se dividen en positivas y negativas; un ejemplo de externalidad negativa es la contaminación resultado de alguna actividad productiva (para una explicación a detalle consultar Laffont, 1989 y Varian, 1990).

1.9 Modelos de sistemas eléctricos

Integración Vertical.

En el modelo clásico de monopolio integrado verticalmente (Hunt, 2002), no existen empresas independientes generadoras de energía en competencia y todos los segmentos de la cadena eléctrica están integrados. Este modelo ha sido el más utilizado por más de 100 años y actualmente sigue siendo la estructura dominante en algunos países.

Comprador Único.

En este modelo los generadores de energía en competencia están obligados a vender su energía a un sólo comprador que mantiene el monopolio de la venta final a los consumidores (Hunt, 2002). La competencia entre los generadores sólo está presente a nivel de la construcción y operación de las plantas. Un ejemplo de este modelo es México.

Mercado de Mayoreo.

Bajo este modelo el segmento de la generación se encuentra totalmente abierto a la competencia con productores independientes de energía (Hunt, 2002). Las compañías de distribución y grandes consumidores calificados son quienes compran la electricidad de los productores independientes a través de un mercado de mayoreo. Las compañías de distribución generalmente revenden la electricidad a los consumidores finales a precios regulados. El modelo funciona cuando existen suficientes compradores en todas las regiones (de lo contrario estaríamos en presencia del modelo de comprador único).

Elección del Consumidor.

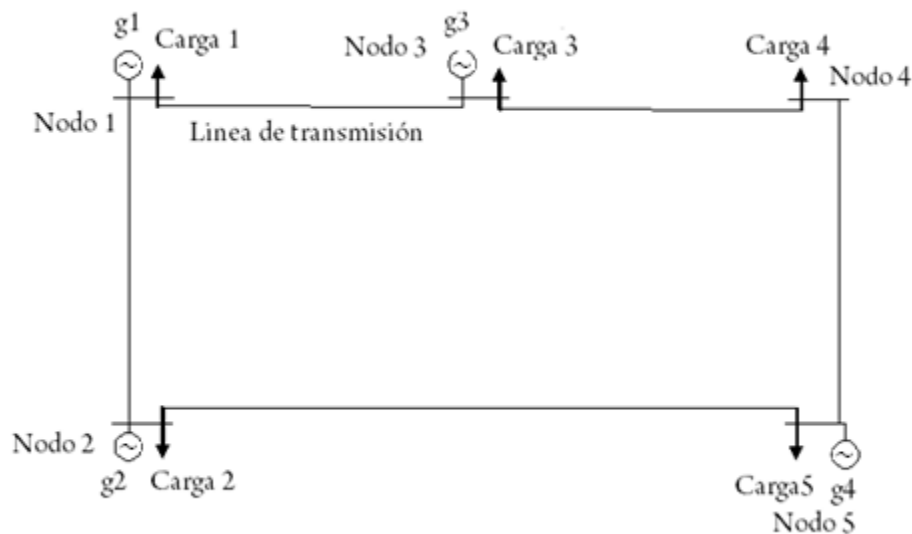
La diferencia de este modelo con respecto al modelo de mercado de mayoreo es que, además, existe un mercado minorista entre los intermediarios y los consumidores finales en donde estos últimos escogen a su proveedor de electricidad (Hunt, 2002). En este modelo se

requiere instalar un método alternativo de lectura y cobro de electricidad, así como proveer incentivos para que entren al mercado compañías de comercialización que compitan para satisfacer la demanda de electricidad de los consumidores minoristas.

1.10 Modelo básico para la transmisión en corriente directa

El modelo trata de representar la generación (g_i) y las cargas en el sistema (d_i). La representación del modelo (figura 4) trata de establecer transacciones de electricidad a través de estas entidades (generadores-puntos de carga) conectadas por la red de transmisión.

FIGURA 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (EJEMPLO)



Fuente: Elaboración propia con base en Viqueira, 2004, Tomo I, II y III y William, 2007

Como se muestra en la figura 4 la actuación de las entidades conectadas a los nodos están sujetas a las restricciones de la red de transmisión, a saber: resistencias, reactancias, así como susceptancias y conductancias (para un entendimiento detallado consultar a Viqueira, 2004, Tomo I, II y III y Rodríguez, 1998). Con las restricciones anteriores en conjunción con los generadores y cargas se obtienen la corriente activa y reactiva de los flujos de electricidad presente en la red de transmisión, desafortunadamente, el enfoque anterior es complejo de representar en un modelo computacional básico, máxime, cuando

en este trabajo solo se requieren conocer parámetros mínimos necesarios presentes en el sistema para acoplarlos con elementos de regulatorios y de mercado.

En este sentido, tratando de establecer un *trade-off* entre los requerimientos computacionales y elementos del sistema de transmisión se asumen las siguientes consideraciones:

- En general los parámetros de la red son aproximaciones (no obstante se consideran para tratar de modelarlos).
- La corriente reactiva no es considerada.
- Pérdidas en la red son despreciadas.
- La diferencia entre ángulos de voltaje es mínima.
- Se consideran leyes de Kirchhoff.

Teniendo en cuenta lo anterior, la ecuación (1a) para representar las reactancias del sistema:

$$P_i = \frac{1}{X_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (1a)$$

Donde X_{ij} determina la serie de reactancias, mientras que θ_k y θ_n son los ángulos de los voltajes par los nodos i y j . Por su parte la carga y la generación, en cualquier momento t , es igual, es decir, la corriente inyectada es igual a la corriente consumida. Las siguientes ecuaciones son consideradas:

$$g_i^t \leq g_i^{t, \max} \quad \forall i, t \quad (2b)$$

$$\left| pf_{ij}^t \right| < k_{ij}^t \quad \forall ij \quad (3c)$$

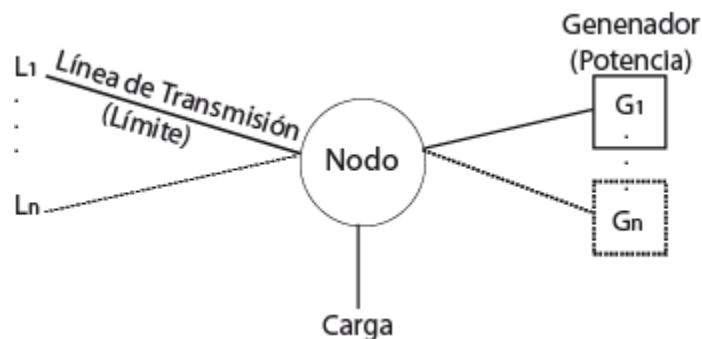
$$g_i^t + q_i^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad (4d)$$

Para nuestros objetivos la segunda ecuación (2b) asegura que los generadores g asociados a cada nodo i no inyecten más energía de la que poseen g^{\max} . Con la ecuación siguiente (3c) se asegura en el sistema que las líneas de transmisión no excedan sus límites permitidos entre nodos i y j de flujo de energía pf_{ij} . Finalmente, La última restricción (4d) impone que la carga en cada nodo sea satisfecha por un nodo local, o que la energía provenga de la inyección de otro nodo de generación.

1.10.1 Caracterización de un nodo.

Cada nodo (zonas, islas energéticas, pequeñas áreas) esta caracterizado por un determinado número de generadores, número de líneas de transmisión que los unen (conectan) y capacidades de carga (figura 5) que se deben satisfacer simultáneamente por nodo (algunos nodos no tienen carga). En la simulación se requiere que cada nodo opere con la capacidad máxima de generación al mínimo costo, se cumplan los requerimientos de carga, exista un equilibrio en los flujos de electricidad entre nodos y no se excedan los límites de capacidad de las líneas de transmisión (restricciones técnicas del despacho).

FIGURA 5. CONFORMACIÓN DE UN NODO



Fuente: Elaboración propia

El precio nodal sigue la regla de despacho por mérito (precio de la última unidad que generó electricidad).

1.11 Modelo de expansión de la transmisión híbrido HRV

El modelo HRV (Hogan, Rosellón y Vogelsang) combina enfoques de mercado y regulatorio en un ambiente donde los generadores y usuarios del servicio eléctrico no tienen incidencia en la determinación de los precios de mercado. Para combinar estos dos enfoques se hace una redefinición del producto de la transmisión eléctrica en términos de los *Financial Transmission Rights* (FTRs) punto a punto, es decir, son los FTRs son definidos entre nodos. Así, un FTR es concebido como una obligación financiera del producto de la transmisión entre nodos involucrados.

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

En este modelo, existe una empresa dueña de la red llamada Transco, que maximiza sus beneficios de forma intertemporal sujeto a su tarifa en dos partes. La parte fija de la tarifa paga el cargo que recupera costos fijos, mientras la parte variable paga un cargo por los FTRs basado en precios nodales. Con el modelo HRV se obtiene una secuencia de subastas en cada período t donde los agentes económicos (participantes de este mercado) compran y venden FTRs.

Secuencialmente las acciones luego de redefinir el producto de una Transco en términos de FTRs, quedan de forma siguiente⁸ (figura 6):

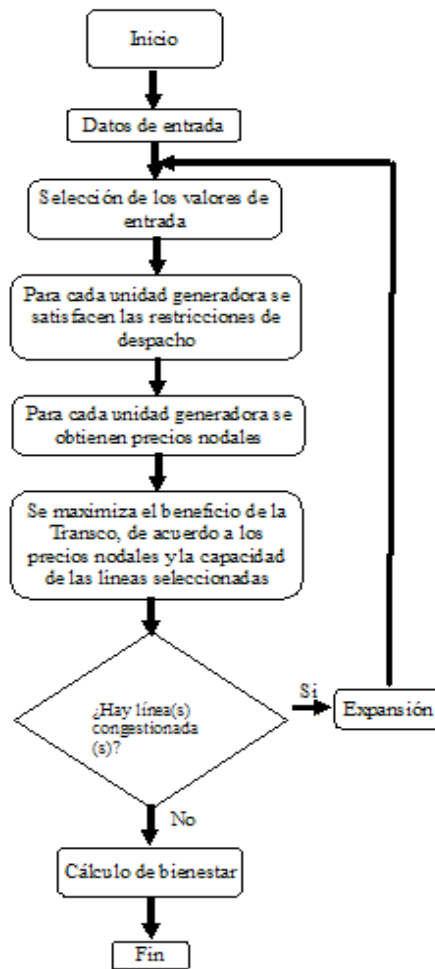
- i. Dada la existencia de una red con información de precios históricos, el regulador plantea la restricción de precios en una tarifa en dos partes.

⁸ Rosellón and Weigt, (2007).

- ii. Basados en la disponibilidad de la información de mercado (demanda, generación, topología de la red, etc.) la Transco identifica las líneas para expansión.
- iii. La Transco subasta los FTR punto a punto, basado en la capacidad de la red disponible.
- iv. El ISO maneja el despacho actual de acuerdo a la ubicación del precio marginal, colecta el pago de cargas y paga al generador. La diferencia de estos dos valores representa las rentas de congestión del sistema que es redistribuido a los poseedores de los FTRs.
- v. Los cargos fijos son calculados de la restricción reguladora de precio tope, basada en cargos por congestión, y son pagados por los centros de consumo. En este caso la Transco no fija los precios, sino sólo hace disponible la capacidad.

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

FIGURA 6. SECUENCIA DEL ALGORITMO



Fuente: Elaboración propia

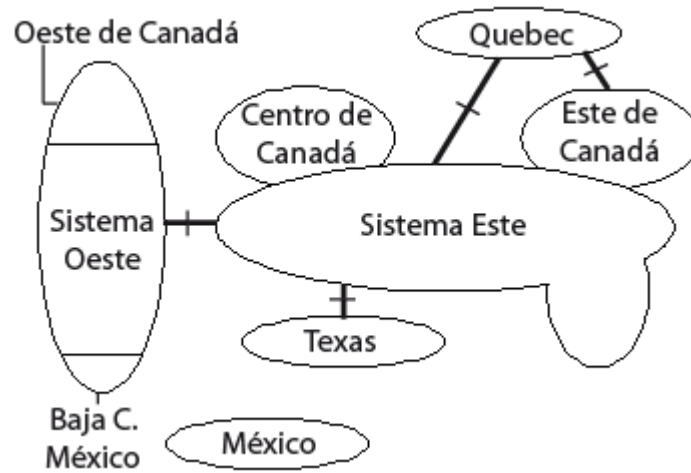
2 Estudios de Caso. Sistemas eléctricos en Norteamérica: México, Ontario y PJM

2.1 Introducción

En Norteamérica existen cinco sistemas síncronos de transmisión eléctrica distribuidos en Canadá, EUA y México (mapa 1). Cada sistema está integrado por áreas o regiones conectadas directamente o indirectamente por distintas redes de transmisión. En cuatro sistemas existe la posibilidad de intercambio de energía a través de líneas a corriente directa, mientras que el sistema eléctrico de México no se encuentra integrado plenamente al conjunto de los sistemas en Norteamérica (con excepción de Baja California).

La operación de todo sistema eléctrico incluye aspectos económicos que involucran costos así como aspectos físicos en el flujo de energía. El sistema debe equilibrarse para que la energía requerida sea igual a la energía generada de forma continua y en todo momento. En este sentido, también las decisiones de expansión de la transmisión inciden directamente en los elementos que forman parte del sistema. Este escenario es aún más complejo para un sistema de las dimensiones y de la sincronía cómo el norteamericano. En las siguientes secciones se analizarán el funcionamiento de este sistema, su estructura, las similitudes y las diferencias para las distintas redes seleccionadas en Norteamérica.

MAPA 1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN NORTEAMÉRICA



2.2 Caso I. Sistema eléctrico de México

El modelo tradicional de funcionamiento de la industria eléctrica en México, ha sido el monopolio público verticalmente integrado. Desde 1960, es el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ⁹ el encargado de la operación del sistema eléctrico y de la exclusividad en la prestación del servicio público en todo del territorio nacional.

Sin embargo a partir de 1992 se abrió la posibilidad para que los permisionarios particulares participaran en la generación de energía eléctrica que no fuera considerada como servicio público, bajo los mecanismos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, usos propios continuos, exportación e importación de electricidad (gráfica 1).

Desde entonces, en el sistema eléctrico utiliza el modelo de comprador único. Las empresas privadas construyen centrales que aumentan la capacidad de generación del

⁹ A partir del 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, la compañía Luz y Fuerza del Centro (LFC) dejó de operar la parte central del país. LFC atendía 16 Delegaciones del Distrito Federal, 81 Municipios del Estado de México, 45 Municipios del estado de Hidalgo, 2 Municipios de Morelos y 3 Municipios de Puebla. Atendía a más de 6 millones de clientes. Ver Diario Oficial de la Federación (11/10/2009).

sistema y, en el marco de la planificación centralizada del servicio público, la CFE adquiere la energía generada (gráfica 1).

La Secretaría de Energía (SENER) establece las políticas generales de la industria mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula las actividades de la cadena productiva. 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)¹⁰. La operación del sistema se efectúa a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dependiente de la CFE 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.

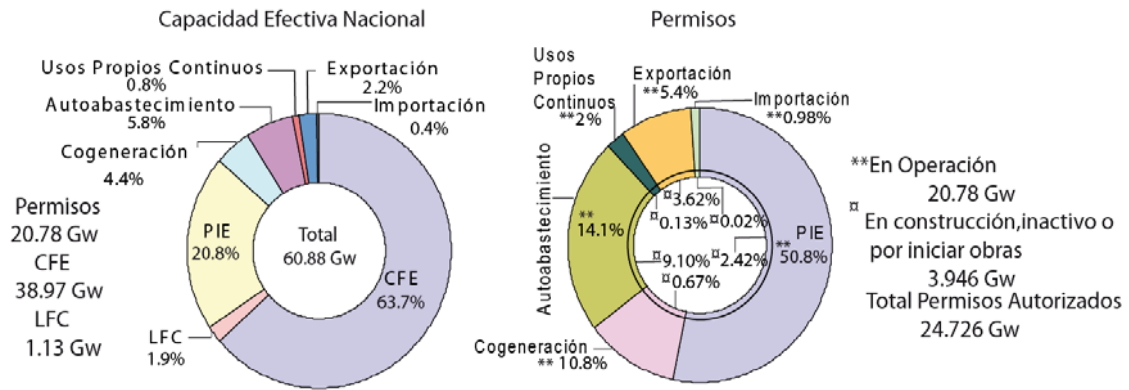
2.2.1 Capacidad instalada en México

En 2007 la capacidad nacional instalada de generación efectiva ascendió a 60.88 GW. La CFE aportó el 63.7%, la extinta LFC participó con el 1.9% y la modalidad de permisionarios representó el 34.4%. Es de resaltar el porcentaje de participación de éstos últimos permisionarios, los Productores Independientes de Electricidad (PIE), en la capacidad efectiva de ese año (gráfica 1).

Por su parte, la capacidad de generación para el servicio público ascendió a 51.228 GW. La capacidad de centrales de ciclo combinado, termoeléctricas e hidroeléctricas mantienen la mayor participación, 32.9%, 25.1% y 22.1%, respectivamente. Destaca asimismo la estrategia de expansión de la capacidad instalada mediante centrales de ciclo combinado que utilizan turbinas de gas (gráfica 2).

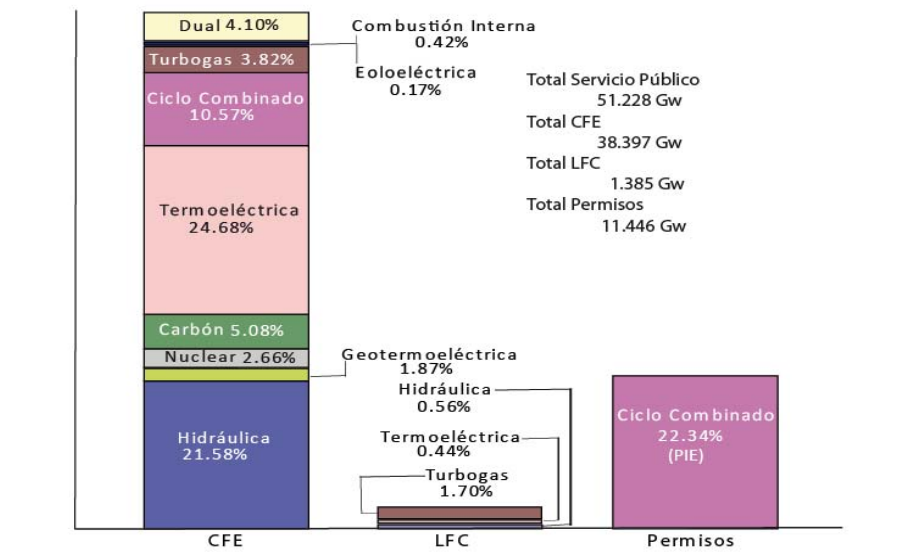
¹⁰ Sólo el sistema de Baja California no está conectado al SIN. El área noreste se conectó en 2005.

GRÁFICA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NACIONAL INSTALADA Y PERMISOS EN 2007



Fuente: Elaboración propia con información de PSE 2007-2018 y CFE Informe Anual 2007.

GRÁFICA 2. CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL 2007.



Fuente: Elaboración propia con información de PSE 2007-2018 y CFE Informe Anual 2007

2.2.2 Generación de energía eléctrica en México

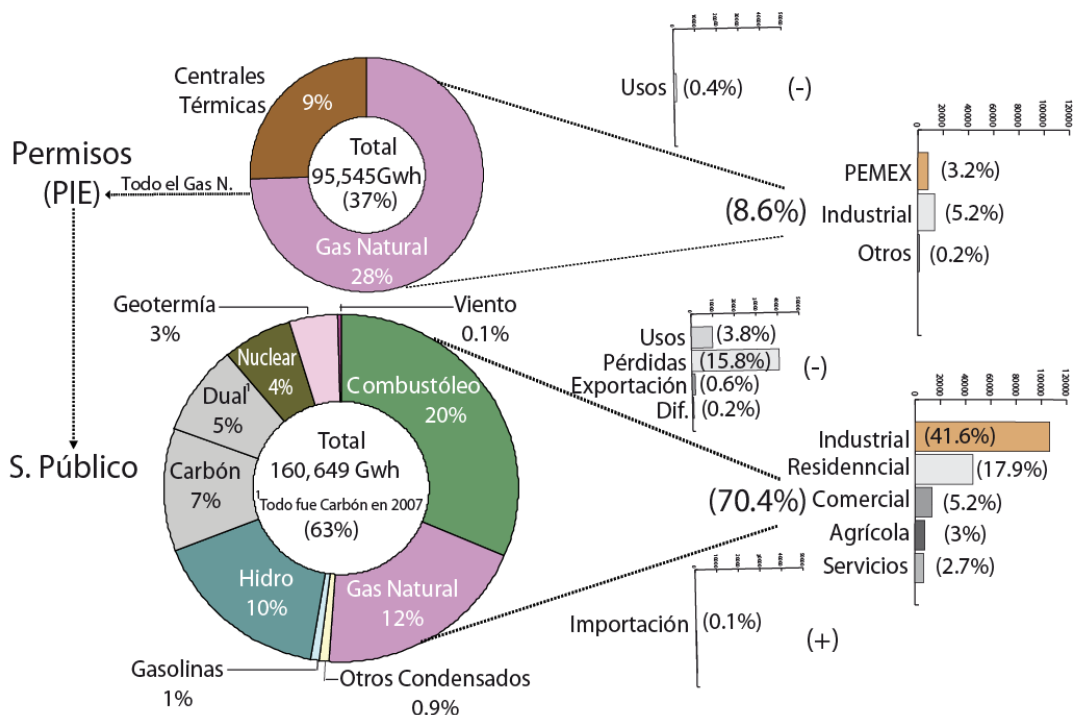
La generación de energía eléctrica en 2007 ascendió a 256,194 Gwh. La CFE y LFC participaron con 63%. Mientras que los PIE aportaron el 28% para el servicio público (gráfica 3). De acuerdo con la SENER (2008a), la generación eléctrica con base en gas natural y petrolíferos (combustóleo principalmente) asciende a 45.3% y 27.5%, respectivamente¹¹. Esto refleja la dependencia del sistema eléctrico mexicano en los hidrocarburos.

Por su parte, el consumo nacional de energía está integrado por las ventas internas para el servicio público y por el consumo de la energía generada por los permisionarios PIEs (SENER, 2008b). Las ventas internas en 2007 ascendieron a 180,361 Gwh. El sector industrial y residencial consumen la mayor parte de la energía eléctrica producida: 41.6% y 17.9%, respectivamente (gráfica 3).

Por su parte, los permisionarios produjeron 23, 057 Gwh aproximadamente, lo que representa el 8.6% de la energía producida en el país (0.4% es utilizada en usos propios). En este rubro el sector industrial y Petróleos Mexicanos (PEMEX) consumen la mayor parte de la energía generada por los PIEs, 5.2% y 3.2% respectivamente.

¹¹ El porcentaje restante se integra de la siguiente forma: Energía Hídrica 11.6%, Carbón 7.8%, Energía Nuclear 4.5% y 3.3 Energía Renovable.

GRÁFICA 3. DESTINO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2007



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2008a y 2008b) y CFE (2008).

2.2.3 Sistema de transmisión en México

El Estado a través de la CFE establece los mecanismos para la expansión de la transmisión, generalmente la adición de nuevas redes de transmisión se realiza bajo el evaluaciones de carácter financiero y económico. En 2007 la red de distribución y transmisión ascendía a 756,151 km. El 90.7% corresponde a líneas de CFE mientras que el restante 9.3% pertenecían a LFC.

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

Durante el periodo 2000 a 2007 se incrementaron las líneas de transmisión de CFE y LFC (alta, media, baja y líneas subterráneas) en 134, 156 km, 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%, mientras que las líneas de 230 kv crecieron a una tasa anual de 4% (tabla 1).

La demanda de electricidad presenta una tasa de crecimiento anual de 5.6% durante el periodo 2002 a 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. La expansión de la transmisión en el sistema eléctrico ha evolucionado con el tiempo. En 1996 existían 32 regiones (nodos) interconectadas.

Para 2007 el número de regiones se incremento a 50. Desde entonces, 42 nodos están interconectados. El resto se encuentra en dos grupos de 3 y 5 nodos respectivamente, ubicados en la zona de Baja California (Baja California Norte se encuentra integrada a la región Oeste de Estados Unidos).

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, así como también congestionamiento en el sur del país. La existencia de estas zonas evidencia la susceptibilidad de tener 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).

TABLA 1. LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Año	CFE		LFC		Kilómetros
	Nivel de Tensión Kv				
	400	230	400	230	
1981	5,977	9,581	225	786	
1982	6,035	10,801	291	786	
1983	6,080	10,892	291	786	
1984	6,287	11,515	291	834	
1985	7,610	12,237	291	842	
1986	7,827	13,174	291	842	
1987	7,908	13,925	291	851	
1988	8,380	15,283	342	851	
1989	8,810	16,090	379	888	
1990	9,099	16,417	379	918	
1991	9,103	17,315	379	920	
1992	9,162	17,673	379	983	
1993	9,710	18,267	379	920	
1994	10,623	18,217	379	920	
1995	10,979	18,532	379	921	
1996	11,337	18,878	379	992	
1997	11,908	19,375	379	993	
1998	12,249	20,292	379	995	
1999	12,399	21,224	379	995	
2000	13,165	21,598	379	995	
2001	13,695	22,645	379	995	
2002	14,503	24,060	389	1,076	
2003	15,999	24,773	389	1,076	
2004	17,790	25,687	389	1,076	
2005	18,144	27,148	389	1,076	
2006	19,265	27,745	389	1,127	
2007	19,855	28,164	389	1,127	
Total	303,899	501,508	9,574	25,571	

Fuente: Rosellón, 2007 y CFE informe Anual 1999-2007.

2.3 Caso II. Sistema eléctrico de EUA (PJM)

Históricamente el sistema eléctrico de Estados Unidos (EUA) ha funcionado como un sistema fragmentado en regiones¹², y con estructuras industriales y metodologías de precios distintas. En sus inicios, el sistema eléctrico estadounidense operó bajo el esquema de empresas eléctricas (*utilities*) regionales integradas verticalmente¹³ que controlaban los eslabones de generación, transmisión y distribución bajo tres modalidades principalmente: inversionistas (privados o públicos) para el servicio público (*Investor-owned utility –IOU*), empresas municipales¹⁴ y públicas distritales para el servicio público¹⁵ (*Municipal utility and Public utility district –Muni y PUD-*) y cooperativas rurales de electricidad (*Rural electric co-op*), éstas últimas con muy poca participación en el sistema.

¹² Por el tamaño de los consumidores domésticos e industriales y por el número de entidades que son propietarios de segmentos del sistema eléctrico. Ver Gilbert (1996).

¹³ Actualmente operan empresas integradas verticalmente con la excepción que comparten generación y transmisión. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁴ Empresas de control gubernamental responsables de proveer el servicio de electricidad. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁵ Grupo de ciudades encargadas del suministro de electricidad. Ver FERC (www.ferc.gov).

A principios de 1978 (*Public Utilities Regulatory Policy Act* –PURPA¹⁶-) se modificó este modelo permitiéndose el acceso en el segmento de generación a productores independientes de electricidad (además de los generadores ya existentes: IOU, Muni, PUD, Co-op) y se constituyeron los ISOs como propiedad de las *utilities*. El objetivo era coordinar el mercado de electricidad siendo las *utilities* dueñas de la transmisión y la distribución del sistema.

A mediados de 1990 se aceleró el proceso de reestructuración y se permitió el libre acceso a la red de transmisión (*order* 888 y 889¹⁷). A partir de entonces surgieron nuevos esquemas de funcionamiento del mercado y acceso a la red en algunas regiones (sobre todo en el noreste), aunque varios estados no modificaron su *status quo* regulatorio sin presencia de mercados eléctricos.

En el modelo de mercado mayorista se estableció un mercado minorista integrado con transmisión y distribución propiedad de las *utilities* que proveía exclusivamente electricidad a consumidores residenciales y a consumidores comerciales pequeños. Paralelamente, co-existía un mercado mayorista que vendía directamente la electricidad a grandes consumidores comerciales e industriales. En este modelo, el ISO era responsable por la operación y balance del sistema implementando las reglas y determinando el acceso a la transmisión.

En el actual contexto de modelo de competencia completa implementado en algunas regiones (por ejemplo en PJM, Nueva York (NYISO), New England (ISO-NE)), los agentes económicos que interactúan dentro la operación del sistema se agrupan de acuerdo a su régimen de propiedad, operación técnica, legal, económica y regulatoria. Las *utilities* son removidas de la función exclusiva de venta y generación. Ahora, participan también PIEs, comerciales e industriales, principalmente.

Los encargados de la transmisión son típicamente las *utilities* (IOUs, Munis, PUDs, Co-ops) y con regulación de la agencia federal (*Federal Energy Regulatory Commission* -

¹⁶ Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁷ Ver FERC (www.ferc.gov).

FERC-)¹⁸. Por su parte, la distribución de electricidad pertenece y es operada en su gran mayoría también por las *utilities*, manteniéndose el libre acceso a terceros.

Los ISOs/RTOs administran el sistema y controlan la operación de los generadores, compañías de transmisión y el mercado en cada área. El mercado minorista suministra electricidad a los consumidores residenciales, mientras que el mercado mayorista lo hace a consumidores industriales. Ambos mercados pueden suministrar energía a los consumidores comerciales. Todos los usuarios son libres de escoger al suministrador de electricidad de su elección (FERC, 2009).

2.3.1 Capacidad instalada en EUA

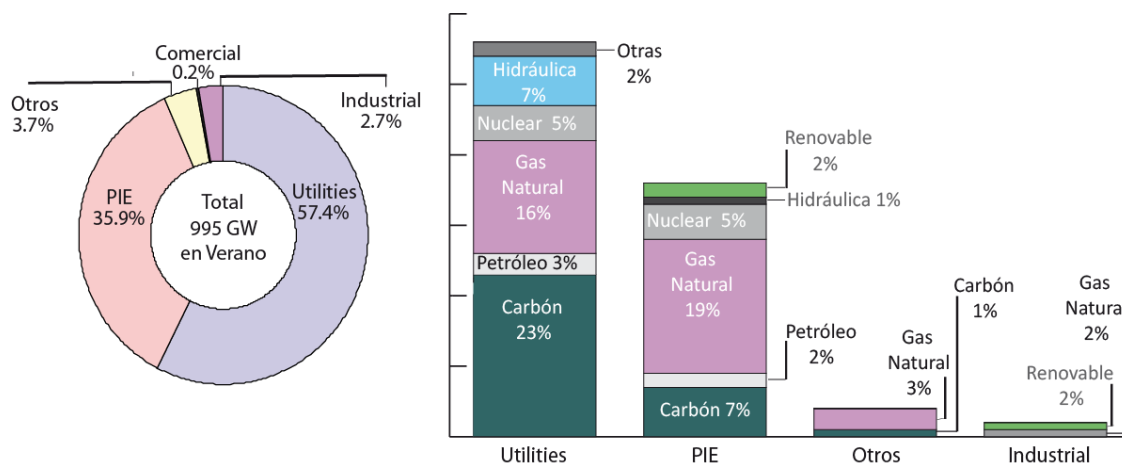
En 2007 la capacidad instalada de generación efectiva ascendió a 995 GW durante el verano (*Energy Information Administration –EIA-*)¹⁹. Las *utilities* aportaron el 57.4%, las PIEs participaron con el 35.9%, la modalidad capacidad de generación comercial e industrial representaron el 0.2% y 2.7% respectivamente. Finalmente, los otros generados participaron con el 3.7% (gráfica 4).

Destaca la capacidad instalada apoyada en gas natural (41%) que supera la capacidad instalada de carbón 31% (aunque se genera más electricidad con carbón debido a su precio bajo) y la poca dependencia de capacidad que se tiene de los petrolíferos 5% (con excepción del gas natural), esta última comparable con la capacidad de generación de las energías renovables 4% (gráfica 4).

¹⁸ La FERC otorga licencias para la generación y la transmisión, mientras que los Estados garantizan el acceso no discriminatorio al sistema eléctrico. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁹ En invierno la capacidad instalada aumenta en 11% aproximadamente. Ver DOE (www.energy.gov).

GRÁFICA 4. CAPACIDAD INSTALADA Y POR FUENTE EN 2007

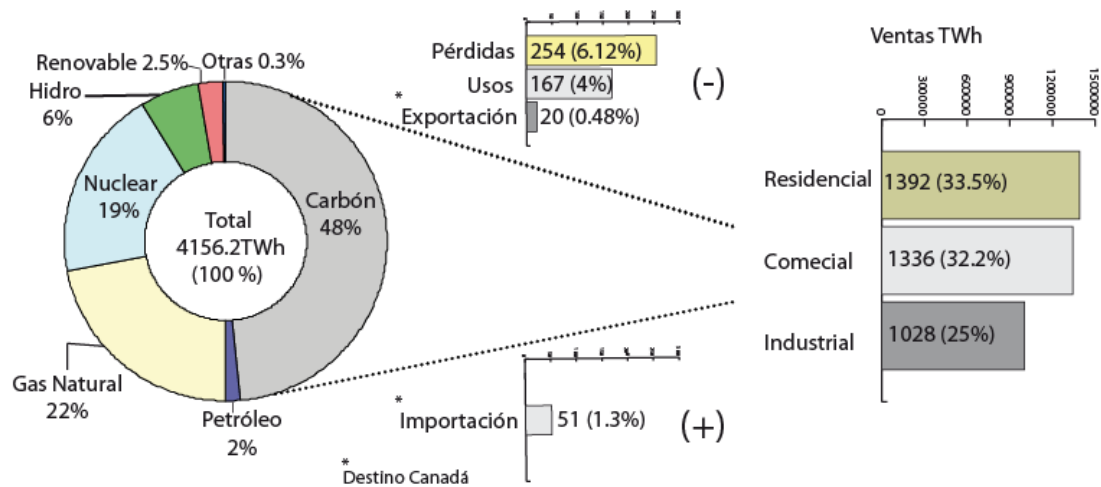


Fuente: Elaboración propia con base en DOE y EIA 2009.

2.3.2 Generación de energía eléctrica en EUA

La generación de energía eléctrica en 2007 ascendió a 4,156 Twh. La generación eléctrica por tipo de fuente se basa principalmente en el carbón 48%, gas natural y energía nuclear, 22% y 19% respectivamente. Las ventas en 2007 ascendieron a 3,756 Twh. El sector residencial y comercial consumen la mayor parte de la energía eléctrica, 33.5% y 32.2% respectivamente. El sector industrial consume el 25% (gráfica 5).

GRÁFICA 5. GENERACIÓN Y DESTINO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2007



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

2.3.3 Transmisión del sistema eléctrico en EUA

El sistema eléctrico se encuentra organizado en tres sistemas regionales de transmisión (mapa 2):

1. El Sistema Este (que integra el sistema central de EUA y el Este de Canadá) que interactúa con el sistema de transmisión de Quebec en Canadá,
2. El Sistema Oeste que integra el sistema Oeste de Canadá y Baja California de México.
3. El Sistema de Texas.

Los sistemas regionales operan independientemente uno del otro²⁰ de acuerdo a la regulación federal de la FERC, y en coordinación con el funcionamiento de los sistemas eléctricos pertenecientes a los países colindantes²¹

²⁰ Aunque existen intercambios asíncronos de electricidad a través de las líneas conectadas directamente en todo el sistema de transmisión.

²¹ Las interconexiones se realizan con líneas de transmisión de alto voltaje. Ver NERC (www.nerc.com).

Cada uno de los ocho sistemas de transmisión²² está dividido en varias áreas de control que tienen como objetivo mantener los flujos eléctricos en coordinación, así como garantizar la seguridad de operación el sistema. Existen también Transcos que tienen como objetivo construir, mantener y operar el sistema de transmisión y/o proveer seguridad sobre el sistema en determinadas entidades bajo el control de ISOs/RTOs que operan una o varias áreas simultáneamente (mapa 2).

Desde finales de 1968, todos los sistemas de interconexión y áreas están coordinados técnicamente por el Consejo de Seguridad Eléctrica de Norteamérica (*North American Electricity Reliability Council* -NERC-) (NERC, 2009). La regulación de los sistemas regionales es responsabilidad de los estados (Public Utilities Commissions – PUCs-), y del gobierno federal (FERC).

Hasta antes del acceso abierto a la red de transmisión (orden 888 y 889), las *utilities* (principalmente las IOUs) determinaban la cantidad de energía a transmitir y los remanentes los enviaban discrecionalmente a otras *utilities* con base en costos promedio. En presencia de problemas en la seguridad de la red como las sobrecargas (y, por lo tanto, de congestión) las *utilities* internalizaban los costos de transacción y enviaban o requerían la energía a los sistemas más cercanos. Lo anterior creaba un mecanismo costoso e ineficiente (Rodger and Felder, 2001).

Después de la regulación del acceso abierto al sistema de transmisión en EUA, no se ha distinguido un mecanismo común para expandir las redes de transmisión. Los requerimientos de inversión para la expansión de la red de transmisión están en función de las necesidades de los estados y de las regiones con mercados competitivos. Esto es, no existe una política definida única en todo el país para la expansión de las redes y para los costos asociados (Joskow, 2005b). No obstante en regiones con ISOs (por ejemplo en

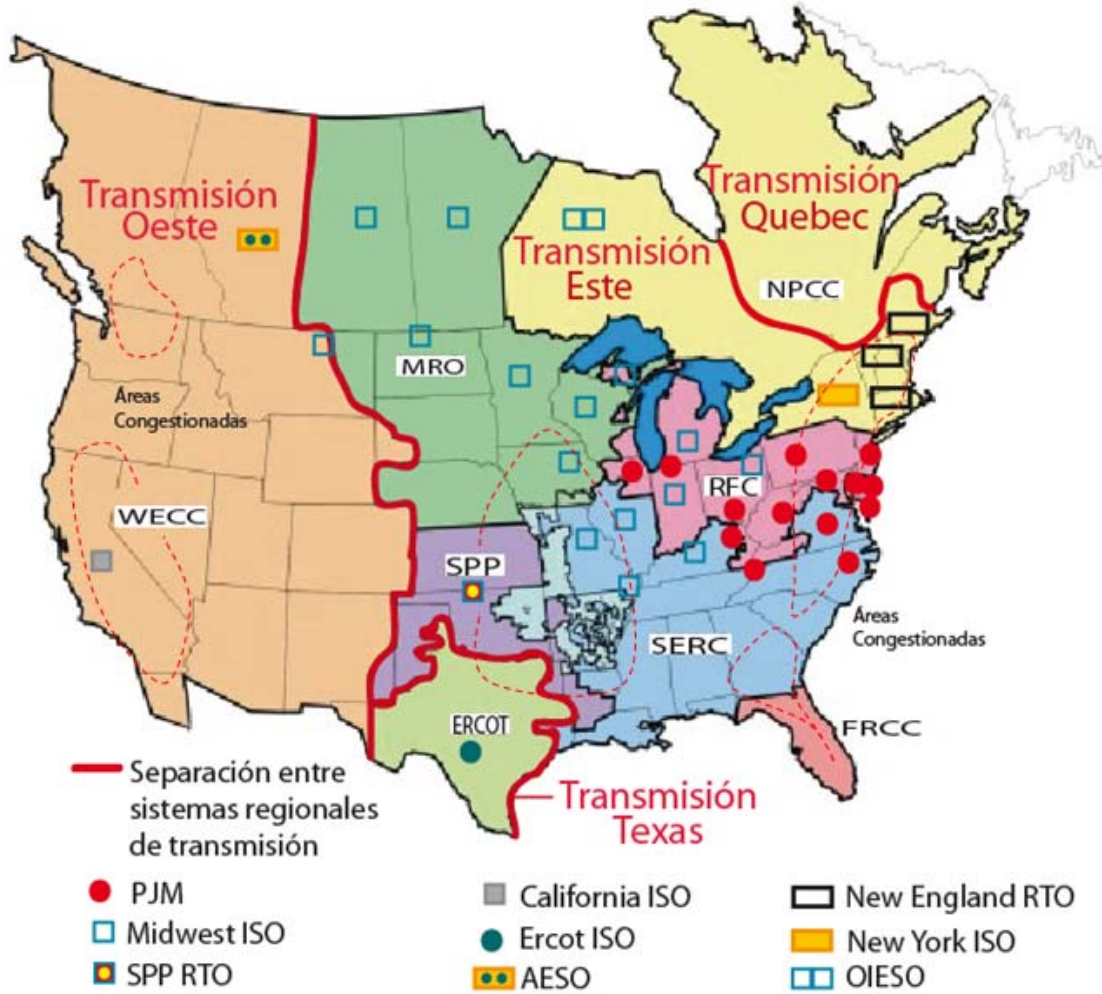
²² *Florida Reliability Coordinating Council (FRCC), Midwest Reliability Organization (MRO), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Southeast Electric Reliability Council (SERC), Southwest Power Pool (SSP), Electricity Reliability of Texas (ERCOT), Western Electricity Coordinating Council (WECC), Reliability First Corporation (RFC).* Ver FERC (www.ferc.gov).

PJM/RTO) los problemas de congestión, expansión e inversión son tratados generalmente a través de transacciones punto a punto (FTRs) con obligaciones u opciones financieras.

En 2002, la red de transmisión eléctrica ascendió a 255, 195 Km (líneas de 230 kv a 756 kv). En el periodo comprendido entre 1992 a 2002 la red de transmisión creció a una tasa anual de 0.6% [DOE, 2009]. En 2007, existen aproximadamente 3152 entidades propietarias de la red de transmisión de las cuales 240 son IOUs, 2009 *utilities*, 894 cooperativas y 9 *utilities* federales.

Aunque el número de *utilities* es superior al resto de las entidades, el 74% del segmento de la transmisión es propiedad de las IOUs. Las *utilities* poseen el 16%, mientras que las cooperativas y *utilities* federales el 9% y 1%, respectivamente. En 2006 se detectaron áreas congestionadas que generaban externalidades negativas en las zonas de Oeste y Este del sistema de transmisión. En el Oeste se identificó la zona operada por CAISO y el sur de British Columbia. En el Este las zonas congestionadas corresponden al área operada por PJM y NYISO (en su costa), además de la zona de control FRCC colindante con la SERC. De igual forma, se presentó congestión en la zona que comparten ERCOT-SSP-SERC-MRO (mapa 2).

MAPA 2. REGIONES DE LA NERC Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
(OPERADORES DE LA RED Y ZONAS CONGESTIONADAS)



Fuente: Elaboración propia con base en FERC, EIA y NERC, 2009

2.3.4 PJM²³

La interconexión PJM es una RTO que desde 1998 opera el mercado de electricidad de esa región²⁴ (para una explicación más detallada ver Rosellón, J., Z. Mysliková y E. Zenón, 2010). En 2004 se expandió al Oeste para convertirse en el mercado más grande de EUA con operaciones en 13 estados y un distrito (gráfica 6)²⁵.

PJM está regulada por la FERC quien también autoriza a PJM para administrar la confiabilidad de la red de transmisión (dentro del ámbito de la NERC), así como el mercado de electricidad dentro de sus áreas de control. PJM tiene acceso a dos áreas de control; Southeast Electric Reliability Council (SERC) y Reliability First Corporation (RFC), ambas pertenecientes al sistema regional de transmisión Este.

En 2008 poseía una capacidad instalada de generación de 164,904 MW (17% aproximadamente de la capacidad total nacional). La capacidad instalada por tipo de fuente está compuesta por carbón (40.7%) gas natural (29.3%), nuclear (18.5%), petróleo (6.5%), hidráulica (4.5%) y renovables (0.5%). La red de transmisión es propiedad de las *IOUs* y está conformada por 86,707 km de líneas de transmisión (29% de la red nacional) que van de 230 Kv a 765 Kv. La electricidad generada asciende a 752,095 GWh (18% del total nacional).

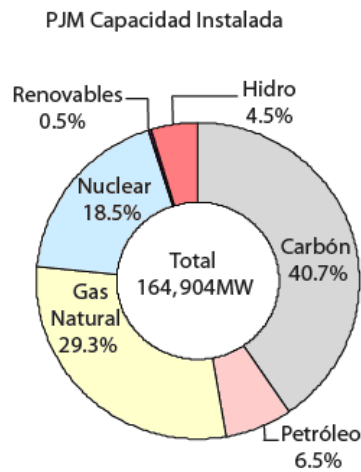
La composición por tipo de fuente está representada por carbón (55.3%), nuclear (33.9%), gas natural (7.7%), hidráulica (1.7%), desperdicios (0.7%), petróleo (0.5%) y viento (0.2%). PJM posee grandes interfaces de conexión. Para exportación cuenta con NYISO y otra con *Michigan Electric Coordinated System* en las que se exporta cerca del 20% del total. En el caso de importación cuenta con tres interfaces de conexión con *Illinois Power*, *Ohio Valley Electric Corporation* y *First Energy*, cada una con 30% del total (PJM, 2009).

²³Es el nombre que recibe el mercado de energía formado originalmente en 1927 por tres *utilities* de *Pennsylvania*, *New Jersey* y *Maryland*. Ver PJM (www.pjm.com)

²⁴En 1998 PJM se convirtió en un ISO, y en 2002 en un RTO. Ver PJM (www.pjm.com).

²⁵*Delaware*, *Illinois*, *Indiana*, *Kentucky*, *Maryland*, *Michigan*, *New Jersey*, *North Carolina*, *Ohio*, *Pennsylvania*, *Tennessee*, *Virginia*, *West Virginia* y el distrito de *Columbia* PJM (www.pjm.com)

GRÁFICA 6. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE EN 2008



Fuente: PJM, 2009^a

PJM administra diariamente un mercado basado en ofertas competitivas entre suministradores de carga y generadores²⁶. Opera cinco mercados²⁷: energía (cotidiano y tiempo Real), capacidad (cotidiano o por Intervalos; mensual, multi-mensual), regulatorio, reservas, FTRs (mensual o anual) y también administra las tarifas de libre acceso a la red de transmisión. PJM despacha la generación de electricidad instantáneamente en función de las cargas requeridas (por nodo) por medio de la regla de mérito, considerando las restricciones físicas de la red de transmisión.

El análisis de congestión de redes es central en la implementación de las disposiciones de la FERC. Se identifican áreas con requerimientos de inversión en transmisión con la finalidad de mitigar los efectos negativos de la congestión, y reforzar la competencia entre generadores. En este sentido, PJM implementa planes regionales de

²⁶ La estructura corporativa de PJM es independiente del mercado (mayorista o al por menor). PJM no es propietaria de la generación, transmisión o distribución. Ver PJM (www.pjm.com)

²⁷ Las operaciones que se realizan son operaciones de compra y venta de energía, suministro y contratos a plazos. Ver PJM (www.pjm.com)

expansión de la transmisión, identificando los proyectos que se requieren para que los propietarios de la red inviertan en los lugares seleccionados²⁸.

De acuerdo al Departamento de Energía (Department of Energy -DOE-), en 2006 se identificaron zonas críticas de congestión en PJM. Los resultados del análisis mostraron que la costa Este de PJM y NYISO eran de las más afectadas por la congestión en la interconexión de transmisión (Pittsburgh, Washington DC, Baltimore, Philadelphia, New York y Boston).

2.4 Caso III. Sistema eléctrico de Canadá (Ontario)

Canadá es parte del Consejo de Seguridad Eléctrica de Norteamérica –NERC-. El sistema de electricidad se encuentra organizado en tres sistemas regionales de transmisión. El sistema Este (integrado a la región centro de Canadá y también con el Este de EUA), el Oeste (integrado al Oeste de EUA) y el sistema Quebec (mapa1). Existen intercambios asíncronos de electricidad entre regiones. Las diez provincias y los tres territorios establecen su propia política para sus sistemas eléctricos en tres niveles: federal, provincial y territorial. El regulador federal del sector eléctrico es la *National Energy Board* (NEB) encargada de los lineamientos generales de la política energética nacional.

La regulación y operación de la red de transmisión se efectúa a través de ISOs (sólo en dos provincias), y autoridades provinciales (consejo de energía local e instituciones de gobierno locales). A partir de 1999²⁹, Alberta (*Alberta Electric System Operator -AESO-*) y Ontario³⁰ (*Ontario Independent Electricity System Operator -OIESO-*) establecieron mercados de electricidad con acceso a la competencia en generación-transmisión-distribución (mapa1).

²⁸ Si el mercado no puede resolver el problema de la congestión a través de subastas de FTRs en un periodo de tiempo apropiado, entonces PJM –y después de un análisis costo beneficio-- determina la solución que se implementará bajo los términos del plan regional de expansión. Ver PJM (www.pjm.com).

²⁹ Aunque fue a partir de 1998 que comenzaron iniciativas para operar un mercado eléctrico con acceso libre a terceros. Ver IESO (www.ieso.com).

³⁰ En 2005 éste volvió a ser regulado por el estado. Ver IESO (www.ieso.com).

Por su parte las provincias de British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, New Brunswick y Quebec separaron los segmentos verticalmente integrados de generación-transmisión, aunque continúan administrados por sus respectivas empresas públicas. En las provincias de Newfoundland, Prince Edward Island, Nova Scotia se permite el acceso restringido a la gran industria en generación y transmisión. La inversión en red de transmisión se basa en la planeación tradicional de recuperación de costos de capital. La red de transmisión posee una longitud total de 160,000 Km, con líneas que van de 230 a 500 Kv, mientras que la capacidad instalada de generación en 2007 ascendió a 127 GW.

2.4.1 Generación de energía eléctrica en Canadá

La generación de electricidad asciende a 631 TWh. Aproximadamente se genera el 57% de la electricidad con fuentes hidráulicas, carbón 18%, nuclear 15%, gas 6.4%, petróleo 1.6% y otras fuentes 2%. Los sectores económicos consumen 511 TWh (81%) de la energía eléctrica generada. Se exporta 51 TWh (8%) y se importan 20 TWh (3.2%) de EUA (gráfica 5). El propio sistema consume 2.8% de la energía generada y pierde en transporte (pérdidas técnicas) aproximadamente 5%.

2.4.2 Ontario

Ontario Hydro (empresa verticalmente integrada) proveía el servicio de electricidad en la provincia de Ontario hasta mediados de 1990 (para una explicación más detallada vea Rosellón, J., J. Tregear y E. Zenón, 2010). A principios de 1998, la empresa se reestructuró separándose en dos compañías, una dedicada a la generación (Ontario Power Generation) y la otra a la transmisión (Hydro One).

Con la reestructuración del sistema se creó un mercado de electricidad con acceso libre a la red de transmisión. Se constituyó un operador del sistema denominado OIESO. El objetivo del ISO era la operación del mercado así como garantizar el acceso a la red de transmisión. La reestructuración no produjo los mejores resultados en términos de precios

bajos a los consumidores, y se generaron déficits de inversión en la transmisión. En los últimos años, el Estado ha hecho hincapié en los requerimientos del sistema de transmisión para asegurar la confiabilidad en términos de calidad y precio.

En el corto plazo, Ontario requiere de inversión para mantener la operación y seguridad de la red. El costo de mantenimiento del sistema puede comprometer a los gobiernos de las provincias a no cumplir con sus metas de salud, educación y otras infraestructuras (IESO, 2009). Por lo anterior, Ontario requiere de un modelo que atraiga la inversión y disminuya la congestión sin comprometer la operación del sistema.

A finales de 2008 Ontario contaba con una capacidad instalada de generación de 34,056 MW (27% de la capacidad total nacional). La capacidad instalada por tipo de fuente estaba compuesta por 33.6% de energía nuclear, 23% de energía hidráulica, 18.9% de carbón, 16% de gas, 2.1% de energía eólica y 6.5% de otras fuentes. La provincia está integrada al sistema regional de transmisión Este de EUA.

La red de transmisión es casi en su totalidad propiedad de *Hydro One* (empresa pública) y consta de 29, 219 Km de longitud (18.3% de la red nacional). Está conectada con Manitoba, Quebec, Nueva York, Michigan y Minnesota. La electricidad generada proviene de la energía nuclear (53%), hidráulica (24.1%), carbón (14.5%), petróleo y gas (6.9%), viento (0.9%) y otras fuentes (0.6%). Importa 11.3 TWh (56.5% del total nacional) y exporta 22.2 TWh (43.5% del total nacional) a otras regiones en EUA.

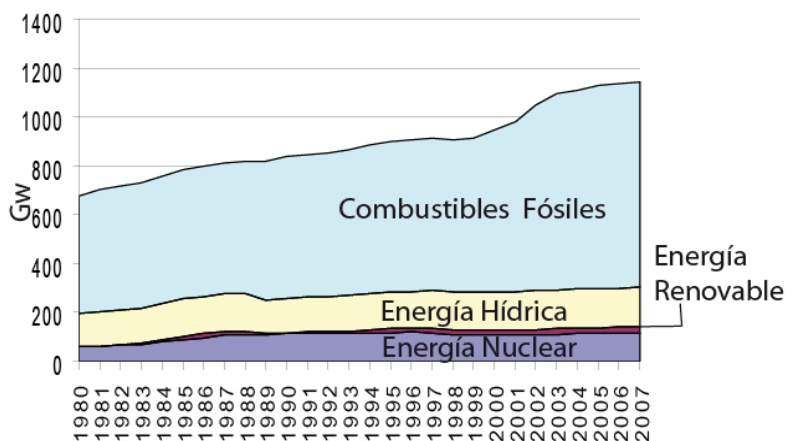
2.5 Capacidad instalada conjunta de generación y transmisión en los sistemas eléctricos norteamericanos

La capacidad instalada conjunta en Norteamérica ascendió a 1, 183.48³¹ Gw en 2007 (gráfica 7). México participa con el 5.1%, EUA 84% y Canadá 10.9%. En el caso particular de PJM y Ontario, el porcentaje de participación integrado es de 13.9% y 2.8%,

³¹ Para EUA se presenta la capacidad instalada en el verano. Durante el invierno la capacidad instalada aumenta en 11% aproximadamente. Ver FERC (www.ferc.gov).

respectivamente. En toda la región norteamericana, el tipo de generación está sustentada en el uso de combustibles fósiles, energía hídrica y nuclear. No obstante, los niveles de composición instalada varían entre los tres países.

GRÁFICA 7. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA CONJUNTA EN NORTEAMÉRICA

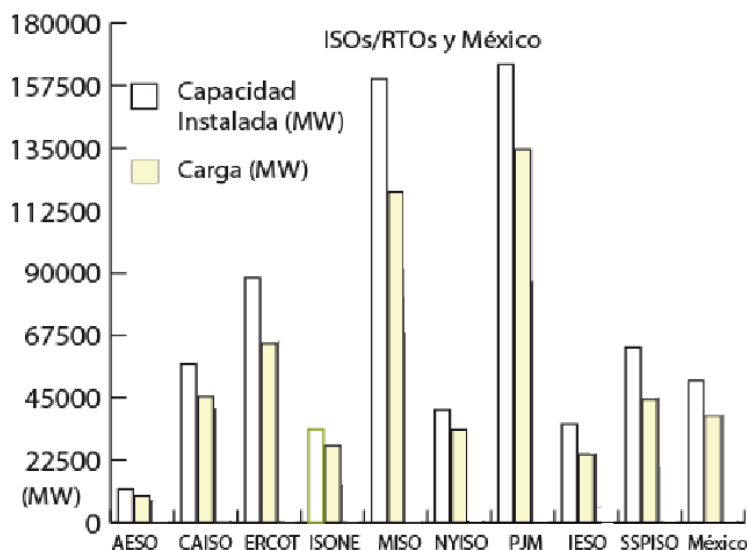


Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

En México el tipo de instalaciones para generación de electricidad está sustentada en combustibles de origen fósil, principalmente gas natural (2.3% del total en Norteamérica), combustóleo (1.3%) y de energía hídrica (1.1%). Mientras tanto, en EUA la capacidad instalada corresponde a plantas intensivas en uso de gas natural (33.6%), carbón (26%) y energía nuclear (8.4%). En PJM, el porcentaje mayor de capacidad instalada corresponde a carbón (5.7%), gas natural (4%) y nuclear (2.6%). En Canadá la capacidad corresponde a centrales de origen hídrico (6.2%), carbón (2.5%) y centrales nucleares (1.1). En Ontario, la capacidad instalada con mayor presencia corresponde a energía nuclear (0.96%), energía hidráulica (0.66%), y carbón (0.54%).

Como se puede observar, la capacidad instalada de EUA supera casi en ocho veces la capacidad instalada de Canadá y más de dieciséis veces la capacidad instalada de México. Adicionalmente, la capacidad instalada en PJM duplica la capacidad de México y quintuplica la capacidad instalada de Ontario (gráfica 8).

GRÁFICA 8. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN Y DEMANDA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

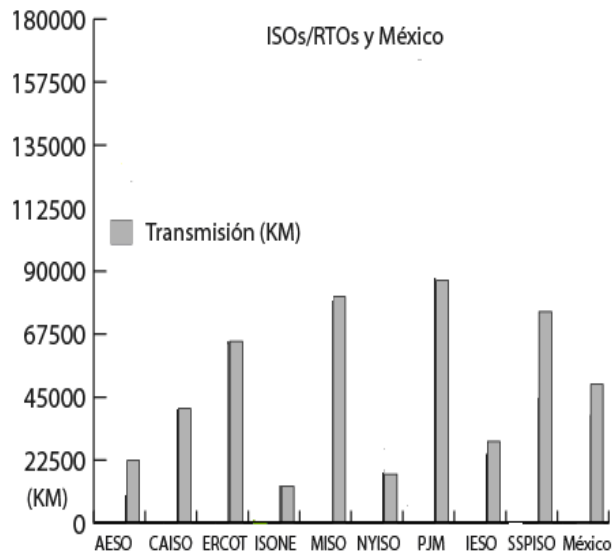
Asimismo, el sistema de PJM posee una capacidad instalada intensiva en el carbón y el gas natural mientras que en EUA la capacidad instalada dominante es la del gas natural, y el carbón en segunda posición. Cabe destacar que Ontario concentra más del 85% de la capacidad instalada nuclear existente en Canadá y, adicionalmente, cuenta con una mezcla balanceada de capacidad instalada (energía hidráulica y carbón) que le permite exportar al Este de EUA.

Es notable también que tanto en EUA como en México la capacidad instalada de generación sea intensiva en el uso de combustibles de origen fósil. No obstante, EUA maximiza el beneficio que le otorga el uso de carbón (por sus reservas *in situ*), el gas natural (asociado al bajo costo de instalación y mantenimiento en comparación con otras tecnologías) y la tecnología nuclear. Mientras tanto, en México la capacidad instalada depende del gas natural, el combustóleo y la energía hidráulica, principalmente.

El sistema de transmisión (gráfica 9) conjunto en Norteamérica asciende a 506,535 km de longitud en líneas que van de 230 a 756 kv. México participa con el 9%, Canadá con el 32% y EUA con el 59%. Por su parte los sistemas de PJM y Ontario participan con el

17.1% y 5.8% respectivamente. El sistema PJM es casi 3 veces más grande que el de Ontario y, aproximadamente, 2 veces el sistema de transmisión de México.

GRÁFICA 9. LONGITU DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN



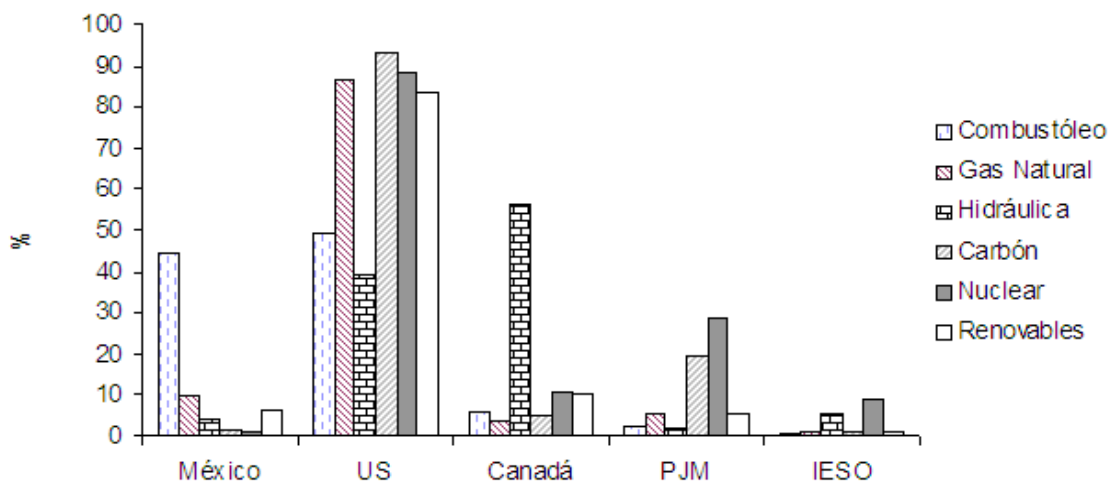
Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

2.5.1 Generación conjunta de energía en Norteamérica

La electricidad generada en Norteamérica asciende a 5,043 Twh. México participó con 5%, EUA 82% y Canadá 12.5%. El sistema PJM generó 15% y Ontario 2.9%. La generación de electricidad en la región con base en carbón asciende a 42.4%, con gas natural suma 21%, y con energía hídrica 12.6%. La energía nuclear asciende al 17.7%, combustóleo al 3.3% y, finalmente, energía renovable al 2.5%.

En México se produce electricidad con el 44.4% del combustóleo que se consume en la región, mientras que en EUA produce energía eléctrica con el 49.5% del combustóleo. Por su parte Canadá utiliza el 57% de la energía hídrica, y PJM el 29% de la energía nuclear de la región (gráfica 10).

GRÁFICA 10. FUENTES DE ENERGÍA RESPECTO AL TOTAL EN NORTEAMÉRICA

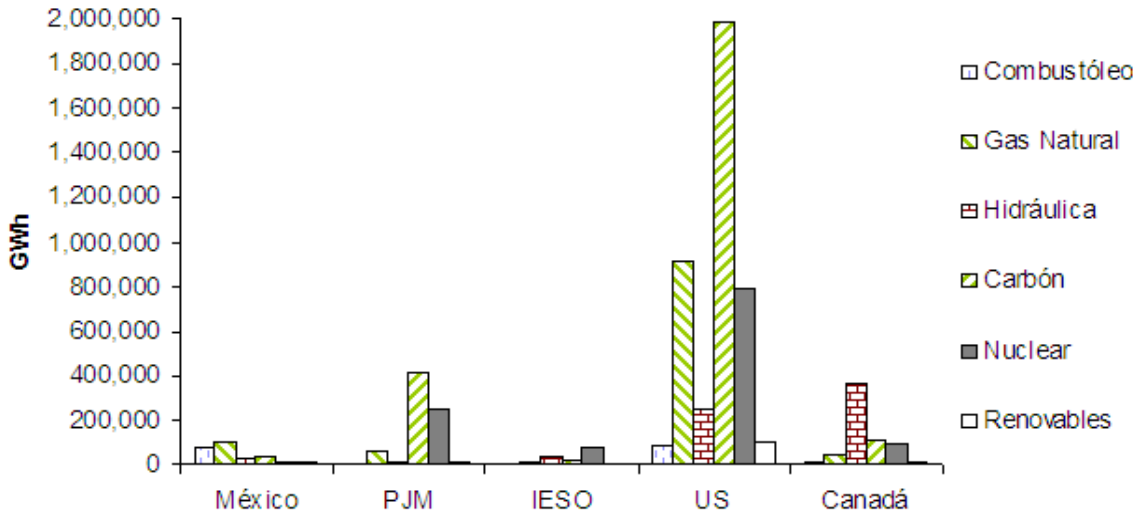


Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

En México, la generación de electricidad está sustentada en los combustibles de origen fósil: gas natural (2% del total de Norteamérica) y combustóleo (1.5%), mientras que en EUA el total de la generación está basada en carbón (40%), gas natural (18%), y energía nuclear (16%). En PJM el porcentaje mayor de generación corresponde a carbón y energía nuclear (8.3% y 5% respectivamente).

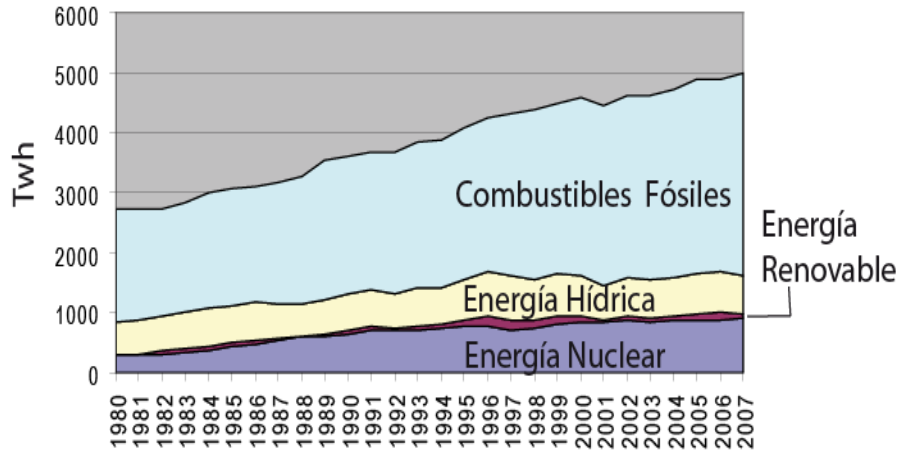
En Canadá la electricidad proviene en mayor porcentaje de la energía hidráulica (7.1%), carbón (2.3%), y energía nuclear (2%), mientras que en Ontario la generación de electricidad proviene en mayor porcentaje de energía nuclear (1.7%), hidráulica (0.71%) y carbón (0.43%) (gráfica 11). Se observa entonces que en la región norteamericana la generación de electricidad se sustenta cada vez más en los combustibles de origen fósil (gráfica 12).

GRÁFICA 11. GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÍA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

GRÁFICA 12. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN NORTEAMÉRICA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

3 Puesta en punto de un modelo de bienestar para la expansión de la transmisión en los sistemas eléctricos en Norteamérica

3.1 Introducción

El modelo presentado en este trabajo integra conceptos principales de Vogelsang (2001), HRV, y Rosellón y Weigt (2008). Los mecanismos de mercado-regulación y ecuaciones de balance de energía se combinan en un problema de optimización de dos niveles (problema alto y problema bajo). El mecanismo de mercado es introducido a través de los precios nodales y FTRs.

La transmisión se expande a través de la venta de FTRs. Los FTRs son definidos por los pares nodales congestionados y son comercializados vía subastas donde los participantes ingresan voluntariamente. El fundamento regulatorio del mecanismo se basa en Vogelsang (2001): una restricción de precios tope inter-temporal y aplicada sobre una tarifa en dos partes. El despacho es modelado a través de un programa de optimización sujeto a restricciones técnicas de despacho (balance de energía en el despacho).

El objetivo del modelo es simular la operación de la red de transmisión (ISO, Transco), donde se pueden observar aspectos significativos de la red. Primero, la autoridad central impone una restricción regulatoria mientras que la Transco, sujeta a la restricción regulatoria, genera un cargo por el servicio de transmisión y planea la expansión de la red. Por su parte, el ISO opera el mercado y el despacho económico del sistema, sujeto a las restricciones físicas de la red. El punto crucial en el que se combinan el enfoque regulatorio y de mercado está en la redefinición del producto de la transmisión a partir de transacciones punto-a-punto ó FTRs.

Este nuevo enfoque ha sido recientemente introducido por HRV y resuelve las limitaciones del modelo de Vogelsang (2001). HRV muestra que bajo ciertas condiciones los precios convergen a Ramsey. Matemáticamente el problema está dividido en dos niveles: El problema alto representa un problema de optimización dinámica resuelto por la

Transco considerando la expansión de la transmisión, mientras que el problema bajo representa la optimización del ISO que opera el mercado de electricidad, despachando la generación y transmisión de manera óptima. Los dos problemas son resueltos simultáneamente.

El mecanismo se aplica a México asumiendo que existe libre entrada a la red de transmisión, que existe un regulador, un ISO y una Transco. En el caso de PJM, las similitudes en la forma de operación real del mercado (ISO/RTO) y el segmento de la transmisión facilita la aplicación del modelo. En Ontario, encontramos en la red de transmisión elementos regulatorios y algunos de mercado, con la diferencia que existen precios zonales y la información de la red de transmisión no está disponible del todo –lo que dificulta relativamente la aplicación del modelo–.

3.2 Problema alto

La Transco maximiza su función objetivo sujeto a la restricción intertemporal de precio máximo. De esta forma, la función (1) que maximiza el beneficio de la Transco está estructurada por tres componentes básicos: dos de ingresos y uno de costos, acompañada de una restricción (2) regulatoria. El primer término (A) de la función representa la renta de congestión. El segundo (B) denota el cargo fijo F que se cobra a los N usuarios de la red de transmisión, y el tercer término (C) denota el costo $c(k_{ij}^t)$ al que se enfrenta la Transco por la expansión de las líneas de transmisión entre los nodos i y j . Finalmente el término denominado precio máximo (D) impone la restricción regulatoria sobre los ingresos de la Transco impuesta por la autoridad reguladora, ajustándose a un factor de eficiencia X e inflación RPI (E).

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

Sujeto a:

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

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

De esta forma en el modelo la Transco maximiza su beneficio sujeto a la restricción regulatoria a lo largo de t periodos, considerando la transmisión de energía a través de todos los nodos i y j ., utilizando información perfecta y asumiendo que no hay incertidumbre en la capacidad de generación y en la demanda.

Ignorando los factores de ajuste por inflación y eficiencia, las condiciones de primer orden del problema definido por la función objetivo (1) y sujeto a la restricción (2) son:

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

Simplificando la aplicación del modelo en (1) y (2) –que implica abstraer de la subasta de FTRs- Rosellón y Weigt (2008) redefinen el producto de la transmisión y la restricción regulatoria quedando A' y D' de la siguiente forma:

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

Sujeto a:

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

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

3.3 Problema bajo

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

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

sujeto a:

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

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

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

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

De la misma forma que en HRV y en Rosellón y Weigt (2008), se aplica el enfoque de un despacho económico con una topología de redes malladas de electricidad en corriente directa (CD). La Transco maximiza su beneficio de acuerdo a la solución óptima del despacho económico del ISO. Simultáneamente, a través de iteraciones y métodos de resolución numéricos realizados en el problema bajo se obtienen las variables de elección de demanda d y de generación g óptimas efectuada en cada nodo. Una vez obtenidos estos vectores de generación y demanda, se obtienen los valores para el vector de precios nodales p , y sustituyendo subsecuentemente los valores en el problema alto, se obtienen los valores de capacidad K y el cargo fijo F .

3.4 Aplicando el modelo de bienestar a las redes de transmisión norteamericanas seleccionadas

En la simulación se requiere que cada nodo opere con la capacidad máxima de generación al mínimo costo, se cumplan los requerimientos de carga, exista un equilibrio en los flujos de electricidad entre nodos y no se excedan los límites de capacidad de las líneas de transmisión (restricciones técnicas del despacho). El precio nodal sigue la regla de despacho por mérito (precio de la última unidad que generó electricidad).

En la presente investigación no se construyen líneas de transmisión nuevas, sólo se busca expandir las líneas existentes. En el análisis de despacho no se incluyen todas las variables presentes en una red de transmisión real. No obstante Rosellón y Weigt (2008) sugieren en su análisis de 3 nodos con una red simplificada que las propiedades del mecanismo no se ven afectadas aún cuando no se consideren todas las variables del despacho económico.

3.5 Parámetros iniciales

Las unidades de generación son asignadas al nodo que les corresponde según su ubicación geográfica. Se considera que existe un operador del sistema que está obligado a despachar toda la electricidad que se requiere en cada nodo. De acuerdo con las restricciones de la red, simultáneamente la carga es satisfecha en los mejores términos de mínimo costo por los generadores asociados a cada nodo (o de nodos vecinos), y se identifican las líneas congestionadas. Cada nodo enfrenta un nivel de demanda lineal asociada a una elasticidad precio de -0.25 en cada punto de referencia. En este modelo omitimos las variables técnicas detalladas presentes en las líneas de transmisión³². Sólo consideramos las leyes que Kirchhoff³³. Se toma un factor de depreciación del 8% (tabla 2).

³² El modelo de despacho considera un sistema en corriente directa que no toma en cuenta condiciones térmicas y pérdidas de energía. Las líneas de transmisión tienen una cota máxima y mínima de energía que pueden transmitir, al igual que la potencia generada es una magnitud positiva acotada superior e inferiormente.

³³ Primera ley: Si todas las corrientes son estacionarias, la suma de las intensidades que llegan a un nodo son igual a cero. Ò multiplicada por menos uno, la suma de las intensidades que salen de un nodo es cero. Lo que significa que designaremos por números positivos las intensidades que entran y por negativas las que salen.

TABLA 2. VALORES PARA LA SIMULACIÓN

Valores	
Número de Periodos	20
Costo	lineal
Función de costos	$C_{ij}^t = C_0 \cdot (k_{ij}^t - k_{ij}^{t-1})$
C_0 (Costo de Expansión de la línea)	130\$/MW
Demanda	lineal
Elasticidad asumida	- 0.25

Fuente: Elaboración propia (se aplican a todos los casos de estudio)

La tarifa máxima se conforma por un índice de Laspeyres que utiliza cantidades y precios del periodo $(t-1)$ en la tarifa regulatoria. La simulación ocurre a través de 20 periodos. Los resultados obtenidos representan una hora³⁴. El análisis del despacho económico es simplificado ya que sólo toma en cuenta las ecuaciones 7, 8 y 9.

3.6 México

El análisis aplicado a México contempla las 76 principales plantas generadoras del país. Éstas concentran 39,442 MW de capacidad instalada de generación, y representan el 86% del total nacional. El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables³⁵ reportados por CFE en 2004 (tabla 3).

Segunda ley: En una malla, la suma de tensiones es cero. Que la suma sea cero es consecuencia de la identificación de tensión y diferencia de potencial. Ver Gómez (1991)

³⁴ Los ingresos de la Transco son multiplicados por 8760 para cada período (para representar un año de ingresos)

³⁵ Los datos obtenidos no son homogéneos para un mismo tipo de tecnología, por lo que no es posible observar la tecnología a la que convergen los precios (a diferencia de Rosellón y Weigt, 2008).

TABLA 3. PRECIO PROMEDIO EN MÉXICO

Tecnología	Precio por MWh (promedio)
A	\$43.3
B	\$39.4
C	\$27.4
D	\$17.4
E	\$16.2
F	\$14.2
G	\$35

Fuente: Elaboración propia con base en CFE, 2008

La topología de la red de transmisión en México consta de 25³⁶ nodos y 34 líneas de transmisión que van de 200 a 3400 Mw de capacidad (mapa 3)³⁷. En los nodos del centro se observa una topología de red mallada, mientras que los nodos de los extremos (norte-sur) presentan una conformación radial.

³⁶ Información no disponible para el nodo 26.

³⁷ Para simplificar el análisis, se utiliza potencia como límite en las líneas en lugar de MVA.

MAPA 3. TOPOLOGÍA DE LA RED DE MÉXICO



Fuente: SENER, 2008b.

3.6.1 Zonas congestionadas en la red de transmisión en México

En el mapa 4 se identifican las líneas potencialmente congestionadas entre los nodos en los extremos de la red (segmentos de red tipo radial). Los precios nodales más elevados corresponden a los nodos del norte del país. Los nodos con precios altos cubren en gran medida el área industrial del país con más requerimientos de carga (cómo León, Torreón y Monterrey). En el área sur del país también existe congestión. Es notable que el costo de generación es más bajo en el sur pero no es posible suministrar la energía barata del sur al centro-norte debido precisamente al congestionamiento de las líneas correspondientes de transmisión.

MAPA 4. ZONAS CONGESTIONADAS EN MÉXICO



Fuente: Elaboración propia

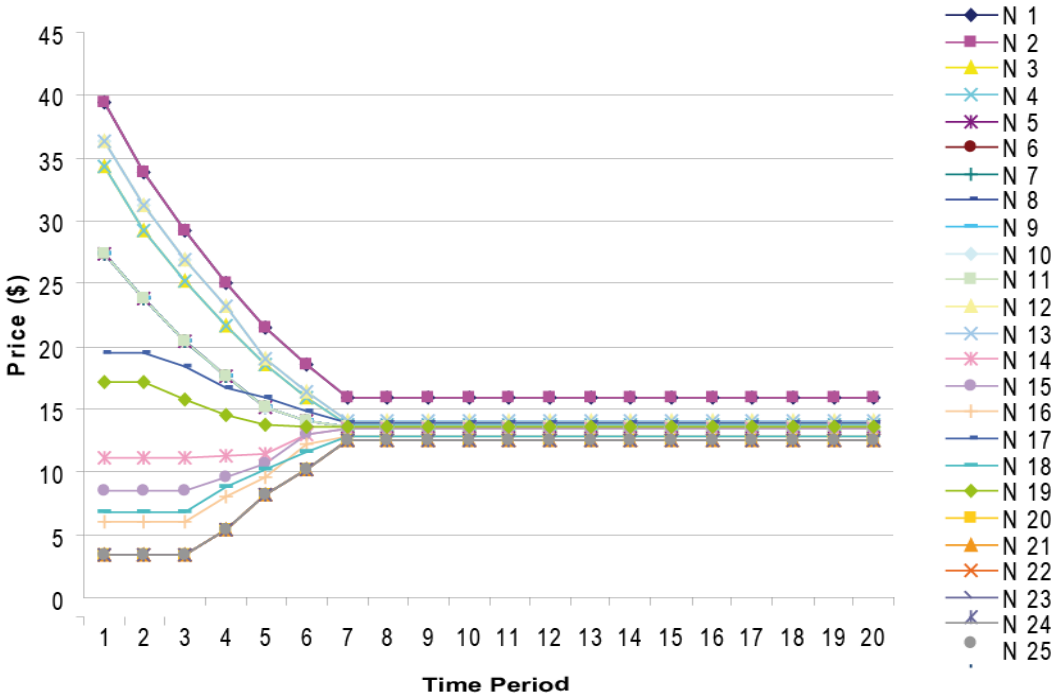
3.6.2 Resultados para el caso de México

La aplicación del mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión, disminuye el costo de la energía en el norte del país, y se incentiva a que los costos en el centro también disminuyan. En el sur los costos se elevan, aunque este incremento en costos es compensado a nivel nacional por la disminución de los costos en los nodos restantes. La gráfica 13 muestra la evolución de los precios en los nodos de México en el transcurso de 20 periodos.

En el primer periodo, los precios nodales presentan diferencias significativas que producen niveles elevados de rentas de congestión. La convergencia de los precios nodales ocurre a lo largo de 7 periodos. El precio promedio en el primer periodo asciende a \$21.3 dólares. Después de 7 periodos es 33% más bajo. A partir de entonces el cambio en los

precios nodales es marginal. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a \$13.54, lo que representa un decrecimiento de 37% respecto al periodo inicial de la simulación. Como observamos en México al igual que en los siguientes casos (para PJM y Ontario) un incremento del precio en los nodos dónde el costo de generación era bajo, se compensará con reducciones de los precios de los nodos restantes.

GRÁFICA 13. DESARROLLO DE LOS PRECIOS EN MÉXICO



Fuente: Elaboración propia

La expansión de las redes sigue una dinámica intertemporal similar a la de los precios durante los mismos periodos: expansión intensiva en los primeros 7 periodos, y después convergencia. Los nodos que experimentaron la disminución más pronunciada están situados principalmente en el norte del país (N1 al N15, N18 al N20 y N25). Por otro lado los nodos que incrementan su precio son los nodos situados en el centro y sur (N16 y N21 al N24). El precio en los nodos más caros decrece a una tasa de 5.3% durante los primeros 7 periodos (N1 al N4, N7, N8, N12, N13, N15, N18 y N20 al N25).

3.7 PJM

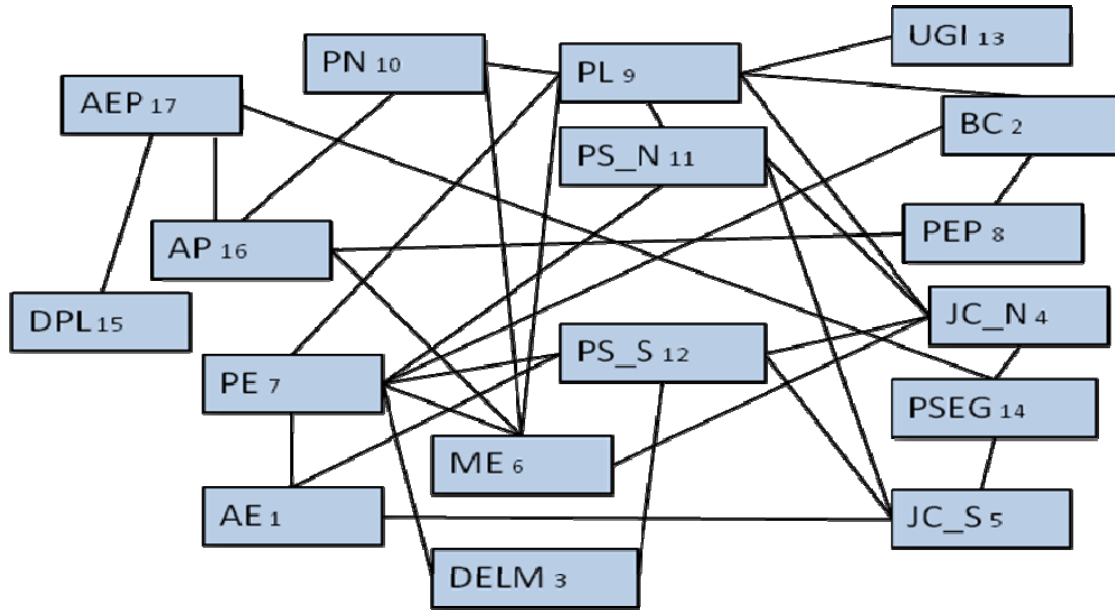
Los datos fueron obtenidos durante un periodo de demanda no pico en PJM para el periodo anterior a 2006³⁸. La compilación de la información se organiza de acuerdo a los requerimientos de los operadores del sistema de transmisión Este (EUA y parte de Canadá). La información esta subdividida de acuerdo a la información histórica de cada entidad dentro de PJM. El área de interconexión de PJM está dividida en 17 pequeños sistemas de *utilities* que operan zonas interconectadas que llamaremos nodos para efectos de la presente simulación (no se consideran las zonas de intercambio con NYISO Y MISO).³⁹

La figura 7 representa la topología simplificada de la red de transmisión de PJM. Se distinguen 17 nodos en total. 13 nodos están conectados con más de 2 nodos, el resto esta conectados con 1 o con 2 nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron tras adicionar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de los nodos existentes.

³⁸ Para el periodo de demanda pico existe mayor carga en el sistema de transmisión. Los resultados muestran que el mecanismo se comparta de la misma forma que en demanda no pico (para una revisión detallada consultar a Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, 2010).

³⁹ Con la información recolectada se dividió a PJM en 17 nodos y se agruparon de la siguiente forma: (AE) *Atlantic Electric Company*, (BC) *Baltimore Gas and Electric Company*, (DELM) *Delmarva Power and Light Company*, (JC_N) *Jersey Central Power and Light Company (North)*, (JC_S) *Jersey Central Power and Light Company (South)*, (ME) *Metropolitan Edison Company*, (PE) *PECO Energy*, (PEP) *Potomac Electric Power Company*, (PL) and (PN) *Pennsylvania Electric Company*, *PS_N Pennsylvania Electric Company (North)*, *PS_S Pennsylvania Electric Company (South)*, *UGI Public Service Electric and Gas Company*. En 2008, los operadores de las pequeñas zonas han cambiado de nombre aunque siguen conservándose las mismas 17.

FIGURA 7. TOPOLOGÍA DE PJM



Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E., Zenón, (2010)

El análisis contempla a 74 agrupaciones de generadores del área.⁴⁰ Éstas concentran 129,950 MW de capacidad instalada de generación y representan el 70% del total de PJM en ese año. La clasificación del tipo de tecnología y precio promedio de generación es observa en la tabla 4.

TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD

Tecnología	Capacidad de Generación	Tipo de Combustible	Precio por MWh (promedio)
Combustión Interna	1-20 MW	Diesel	\$137.5
Turbina Ciclo simple	21-199MW	Gas Natural	\$72.5
Turbina Ciclo Combinado	200-499MW	Gas Natural	\$45
Carbón	500-800MW	Carbón	\$20
Nuclear	801-9999MW	Uranio	\$12.5

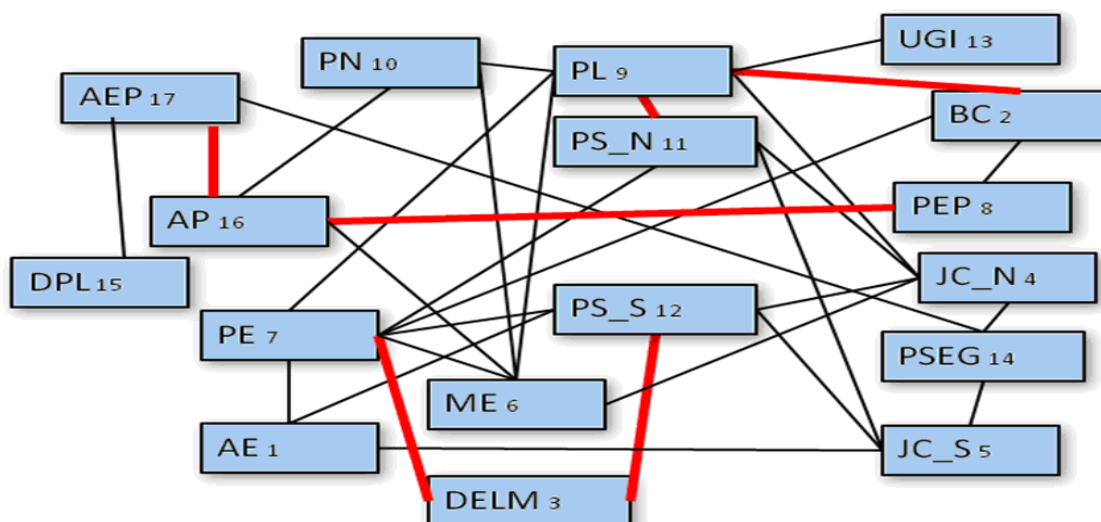
Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

⁴⁰ Se organizaron en 74 generadores para facilitar el manejo de la información.

3.7.1 Zonas congestionadas en PJM

En la figura 8 se identifican las líneas potencialmente congestionadas entre nueve nodos. Los precios nodales más elevados corresponden a nodos del Este de PJM. Dichos nodos cubren un área que históricamente han presentado demandas altas de energía. En el Oeste, el costo de generación es más bajo. El congestionamiento de las líneas de transmisión ha imposibilitado que se suministre energía del Oeste (menos cara) al Este. Con la simulación se observa como la aplicación del mecanismo incentiva a que los precios nodales decrezcan.

FIGURA 8. ZONAS CONGESTIONADAS EN PJM



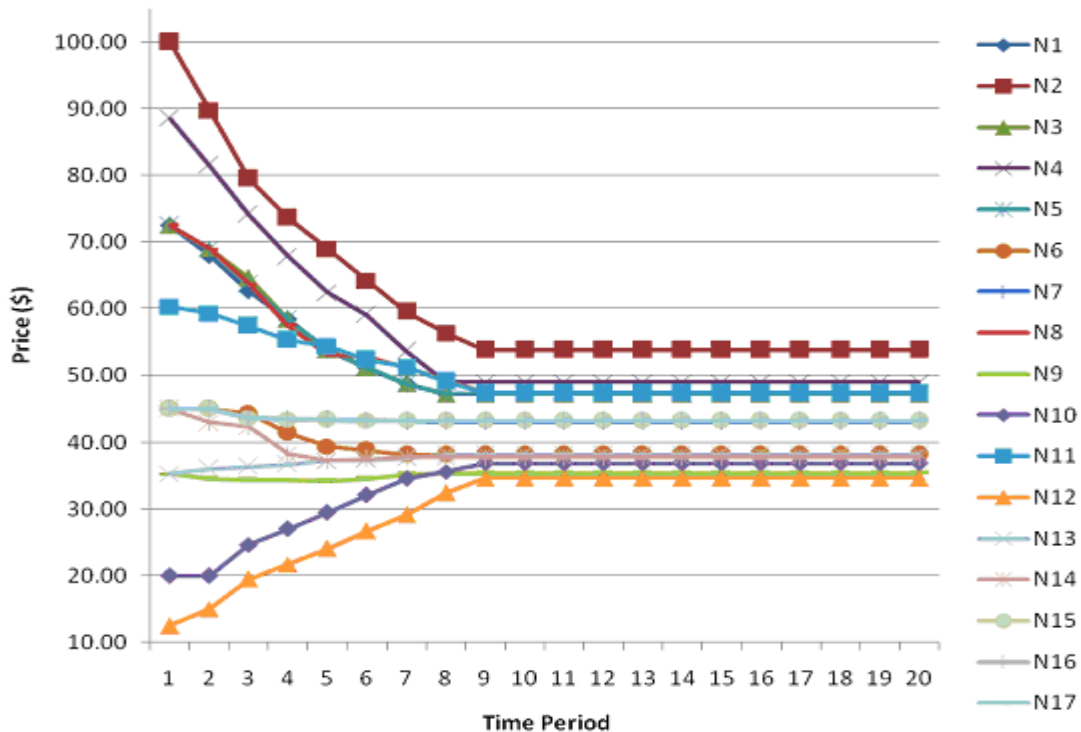
Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

3.7.2 Resultados para PJM

El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión. Se observa una disminución del precio de la energía en la costa Este de PJM (esto es, se arbitran los precios los precios bajos del Oeste a los del Este). La gráfica 14 muestra la evolución de los precios nodales de PJM en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan diferencias substanciales debido a los altos niveles de congestión. El nodo 2

situado en el Este presenta el precio nodal más alto (\$100 dólares). En promedio, los precios nodales ascienden a \$53.64. También se observa que la convergencia de los precios nodales ocurre pronto a lo largo de 9 periodos. El precio promedio después de la convergencia es 17% más bajo comparado con el precio inicial promedio de los 17 nodos.

GRÁFICA 14. DESARROLLO DE LOS PRECIOS NODALES EN PJM



Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

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

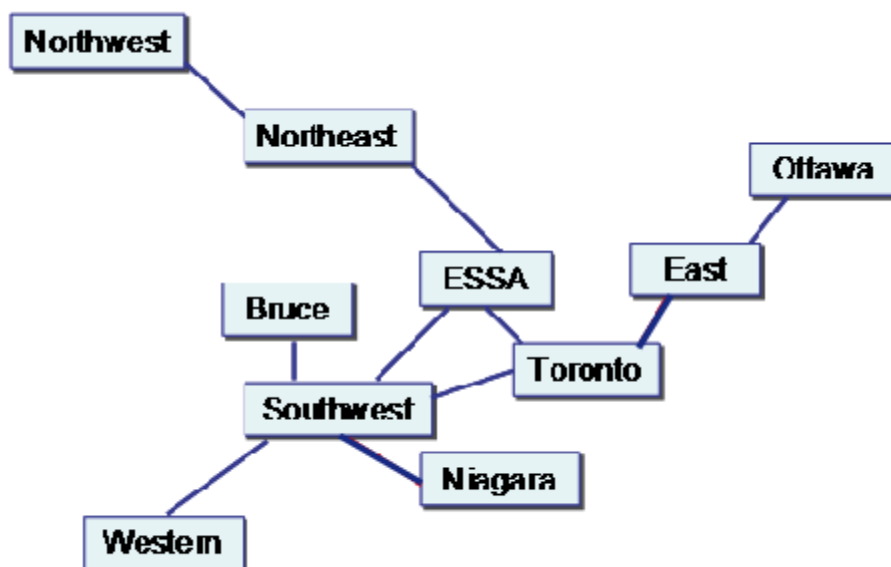
3.8 Ontario

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

La figura 9 representa la topología simplificada de la red de transmisión de Ontario. Se observa una topología de red radial y sólo en el centro de Ontario se distingue un arreglo mallado de las líneas de transmisión. En el estudio se distinguen 10 nodos en total. 7 nodos están conectados con 1 nodo, los 3 nodos restantes (ESSA, Toronro y Southwest) conforman un anillo y cada uno está conectado con 3 ó 5 nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron de adicionar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de nodos existentes.

De acuerdo a la información obtenida, 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). Nuestro estudio se concentra en 70 generadores que poseen una capacidad de generación de 30 150 MW 80% del total en Ontario, y diez líneas de transmisión con capacidades que van de los 115 a los 4050 MW.

FIGURA 9. TOPOLOGÍA DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ONTARIO



Fuente: Tregear, J., J. Rosellón, y E. Zenón, (2010)

El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables (Son un promedio y no es observable a que tipo de generación por fuente pertenecen) reportados por OIESO en 2006 (tabla 5).

TABLA 5. PRECIO PROMEDIO EN ONTARIO

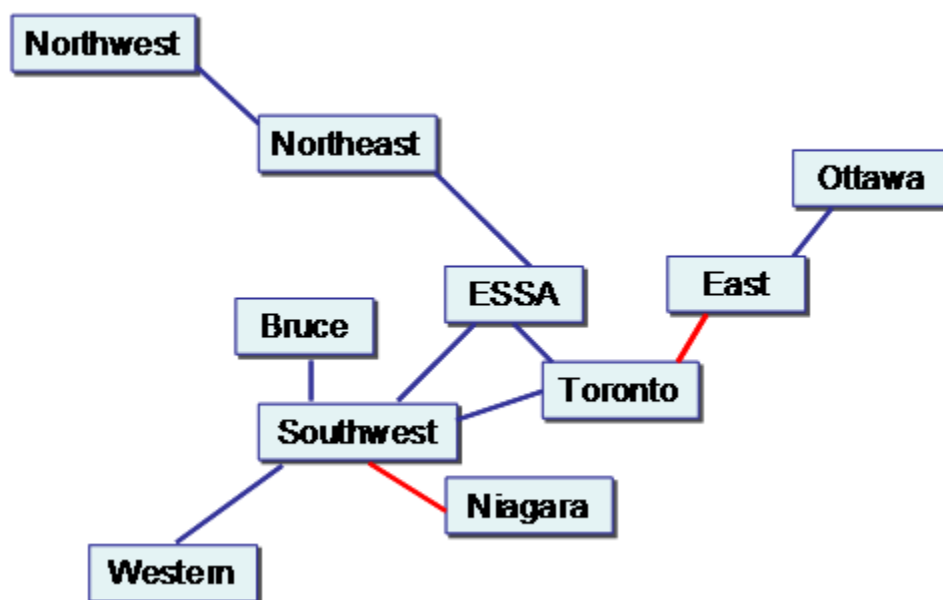
Tecnología	Precio por MWh (promedio)
A	\$9.2
B	\$10.2
C	\$11.4
D	\$13.5
E	\$14.8

Fuente: Tregear, J., Rosellón, J. y Zenón, E. (2009)

3.8.1 Zonas congestionadas en Ontario

Como se observa en la figura 10 se identificaron líneas congestionadas entre los nodos (East-Toronto y Southwest-Niagara), no obstante las líneas de transmisión restantes se encuentran en los límites de saturación. El efecto norte-sur de las líneas de transmisión provoca congestión, primero por el envío de grandes flujos de energía para el abastecimiento de los nodos situados al sur y en segundo lugar por la conformación radial de los nodos situados en los extremos del sistema eléctrico.

FIGURA 10. ZONAS CONGESTIONADAS EN ONTARIO



Fuente: Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2010)

3.8.2 Resultados para Ontario

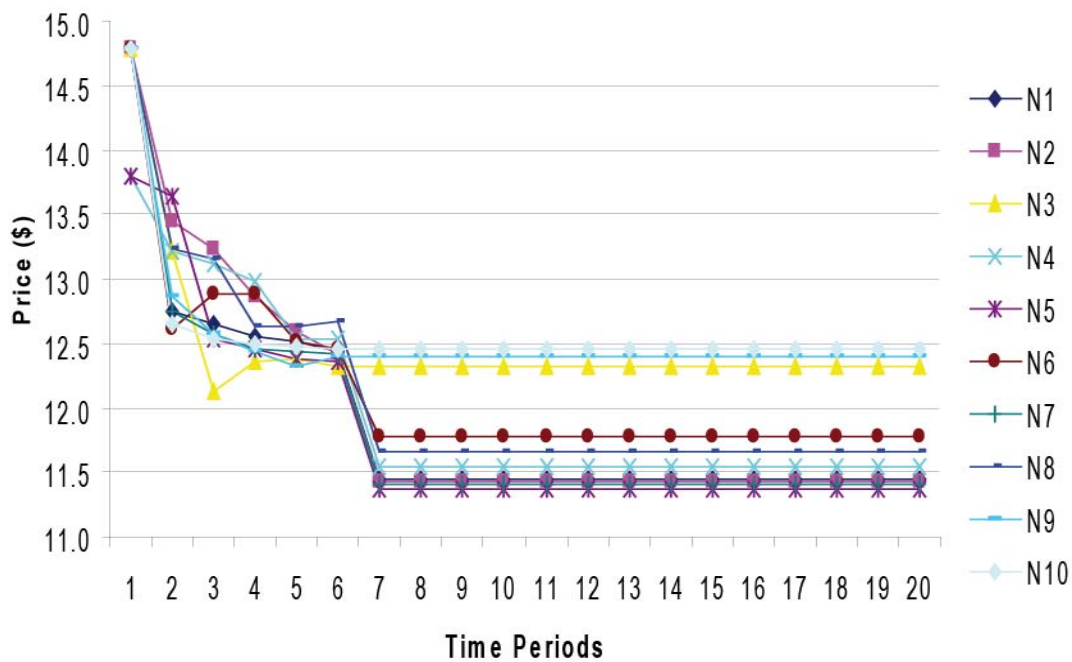
El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión, lo que permite la disminución del costo de la energía en la periferia del sistema (se arbitran los precios bajos de norte a sur). La gráfica 15 muestra la evolución de los precios en los nodos de Ontario en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan

diferencias. El promedio de los precios nodales en el primer periodo es \$ 14.59 dólares. La convergencia de los precios nodales ocurre tras 7 periodos.

El precio promedio después de 7 periodos es 15% más bajo comparado con el precio promedio al inicio de la simulación. El promedio de los nodos decrece a una tasa del 3% en los primeros 7 periodos. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a \$11.78 dólares, lo que representa un decrecimiento de 19% respecto al primer periodo de la simulación.

La extensión de la red experimenta un dinamismo similar. La red es expandida extensivamente durante los primeros 7 periodos y, después, el crecimiento es relativamente pequeño.

GRÁFICA 15. DESARROLLO DE LOS PRECIOS EN ONTARIO



Fuente: Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2009)

3.9 Análisis del bienestar en los tres sistemas

El propósito del mecanismo propuesto en este documento es promover la expansión de redes mediante la regulación de precios. Una pregunta importante es el impacto que tiene este proceso sobre el bienestar social. Presentamos entonces a continuación el bienestar social derivado de los respectivos cambios en los precios nodales; en el caso sin extensión la red; al aplicar el mecanismo regulatorio híbrido (*regulatory approach*); y en caso de un ISO benevolente⁴¹ (*-welfare maximization-* que maximiza el bienestar social al incrementar en la capacidad de la red) para cada uno de los tres sistemas. Las estimaciones son agrupadas en la tabla 6 y corresponden al excedente del consumidor (*consumer rent*), excedente del productor (*producer rent*) y a la renta de congestión (*congestion rent*), (ecuación 6).

Debemos recordar que el beneficio social en ausencia de congestión de la red de transmisión esta representado por la suma del beneficio (o excedente) del productor y beneficio (o excedente) del consumidor (sección 1.5 y figura 2). Sin embargo, en presencia de congestión, el beneficio social es el resultado de la adición de la renta de congestión a los respectivos beneficios del productor y consumidor (sección 1.6 y figura 3).

TABLA 6. RESULTADOS DEL ENFOQUE REGULATORIO Y DEL ENFOQUE DE MAXIMIZACIÓN DEL BIENESTAR

	No grid extension			Regulatory Approach			Welfare Maximization		
	Mexico	PJM	Ontario	Mexico	PJM	Ontario	Mexico	PJM	Ontario
Consumer Rent(MioUSD/h)	1.01	6.53	0.83	1.17	6.63	0.89	1.24	6.67	0.96
Producer Rent (MioUSD/h)	0.044	0.36	0.051	0.094	0.59	0.087	0.105	0.64	0.105
Congestion Rent(MioUSD/h)	0.027	0.067	0.013	0.0072	0.01	0.00104	0.0065	0.006	0.0009
Total Welfare (MioUSD/h)	1.081	6.957	0.894	1.2712	7.23	0.978	1.3515	7.316	1.0659
Total Grid Capacity (GW)	3.01	35.8	2.52	4.432	50.83	4.536	4.76	52.83	4.74
Average Price (USD/MWh)	20.4	53.64	14.59	13.54	43.11	11.78	13.5	42.97	11.72

Fuente: Elaboración propia con base en Rosellón, J., Z. Mysliková y. E. Zenón, (2010) y Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2010).

⁴¹ El ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones (7), (8) y (9) del problema bajo:

$$\max_{\{d_i^t, g_i^t\}} WF = \sum_{i \in \mathcal{N}} \left(\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i \in \mathcal{N}} m_i c_i g_i^t - \sum_{i \in \mathcal{N}} c_i (k_i^t)$$

La tabla 6 muestra un incremento de la renta del consumidor después de la aplicación del mecanismo en las tres redes norteamericanas. Los consumidores pagan un precio promedio más bajo debido a la aplicación del mecanismo. Aún cuando hay incremento en los precios en algunos nodos en términos absolutos la reducción correspondiente del excedente del consumidor en tales nodos es compensado globalmente por el decremento de los precios en los restantes nodos.

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

Finalmente, en cuanto al bienestar económico, el mecanismo regulatorio genera resultados cercanos a los obtenidos con el enfoque de un ISO benevolente que maximiza el bienestar social al expandir centralmente las redes. Esto sugiere la convergencia del mecanismo al estado estacionario de Ramsey, como es sugerido en Vogelsang (2001) y en HRV. Encontramos asimismo tendencias similares de convergencia en todas las variables como sucede para el caso del noroeste de Europa (Rosellón y Weigt, 2008).

Conclusiones

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

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

La representación híbrida, una vez incluidas las restricciones regulatorias, permitió el rebalanceo intertemporal del cargo fijo y del cargo variable de forma tal que la Transco incrementa sus beneficios, y la renta de congestión disminuye debido al incremento de la capacidad de la red de transmisión. La capacidad se incrementó en las líneas de transmisión permitiéndose que la energía producida de bajo costo en otras regiones fluyera a través de las líneas expandidas para satisfacer elevadas cargas de energía con altos costos de producción. El mecanismo muestra una convergencia hacia un estado estacionario de equilibrio con bajos niveles de renta de congestión y altos niveles del bienestar.

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

Finalmente, los resultados de la aplicación del mecanismo a los estudios de caso, sugieren la siguiente recomendación de política energética, a saber; que una mayor sincronización trilateral entre EUA, Canadá y México redundaría en una expansión coordinada de las redes de transmisión implicando reducciones en la congestión y, a su vez, incrementos en el bienestar social regional.

Bibliografía

- Armstrong, M., S. Cowan, and Vickers, J. (1994). *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. MIT, Cambridge.
- Ayala J. (2000). *Diccionario Moderno de la Economía del Sector Público*. Editorial Diana.
- Baldick R. and E. Kahn (1993). "Network Costs and Regulation of Wholesale Competition in Electric Power" *Journal of Regulatory Economics*.
- Borenstein, S. J. Bushnell, and F. Wolak (2002). "Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry." *American Economic Review*. Vol. 92, No. 5: 1376-1405
- Borenstein, S., J. Bushnell and S. Stoft (2000). "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry." *Rand Journal of Economics*, Vol 31, No. 2.
- Bushnell, J. (1999). "Transmission Rights and Market Power". *The Electricity Journal*.
- Bushnell, J. and S., Stoft (1997). "Improving Private Incentives for Electric Grid Investment." *Resource & Energy Economics*. Vol. 19, No. 1-2.
- Cabral L. (1997). *Economía Industrial*, McGraw-Hill.
- Cardell J., C. Hitt and W. Hogan (1997). "Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks". *Resource and Energy Economics*, Vol.19, No.1.
- Chao H. and S. C. Peck (1983). "Reliability Management in Competitive Electricity Markets" *Journal of Regulatory Economics*. Volume 14, Number 2.
- Chandley, J., and W. Hogan (2002), "Initial Comments of John. Chandley and William Hogan on the Standard Market Design NOPR,"
- Comisión Federal de Electricidad -CFE- (www.cfe.gob.mx), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Comisión Federal de Electricidad –CFE-(2008), *Informe Anual 2007*, México.
- Department of Energy –DOE-, Energy Information Administration (www.energy.gov), consultada in Julio-Agosto de 2009.

Diario Oficial de La Federación –DOF-(11/10/2009). “Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro”.

FERC (www.ferc.gov), consultada en Julio-Agosto de 2009.

Gilbert, R. and E. Paul (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press.

Gilbert, R., K. Neuhoff and D. Nerberry (2004). “Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Networks”. *RAND Journal of Economics*. Vol.35 No.4.

Gómez, J. (1991). *Circuitos eléctricos*. Universidad de Oviedo, España.

Hogan, W. (1992) “Contract Network for Electric Power Transmission”, *Journal of Regulatory Economic*.

Hogan, W. (2002a) “Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging”, presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Sessions, May 31.

Hogan, W. (2002b) “Financial Transmission Right Incentives”, mimeo, Center for Business and Government, JFK, Harvard University.

Hogan, W. (2002c) “Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms”, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, no. 1, pag. 103-132.

Hogan, W. (2002d) “Financial Transmission Right Formulations”. *Mimeo*, JFK School of Government: Harvard Electricity Policy Group Harvard University, EUA.

Hogan, W. (2004). “Electricity Transmission Investment: Theory and Practice”. JFK School of Government: Harvard Electricity Policy Group Harvard University, EUA.

Hogan, W. (2005). “Transmission Market Design”. JFK School of Government: Harvard Electricity Policy Group Harvard University, EUA.

Hogan, W., J. Rosellón, and I. Vogelsang (2010) “Toward a Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion”, *Journal of Regulatory Economics*, forthcoming.

Hung-Po, C. (1998). *Designing Competitive Electricity Markets*, Springer.

Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*, New York, John Wiley & Sons.

- IESO (www.ieso.ca), consultada en Julio-Agosto de 2009.
- Joskow, P. and R. Schmallensee (1983) *Markets of Power: An analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press.
- Joskow, P. and J. Tirole (2000). "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks".MIT
- Joskow, P. and J. Tirole (2002) "Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks". *Journal of Industrial Economics* 53: 233-264.
- Joskow, P. and Tirole, J. (2003) "Merchant Transmission Investment", Mimeo.
- Joskow, P. (2005a) "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S." in *Electricity Regulation: Choices and Challenges*, J. Griffin and S. Puller, University of Chicago Press, Chicago.
- Joskow, P.L. (2005b) "Transmission Policy in the United States". *Utilities Policy*, 13, 95-115.
- Joskow, P. (2006) "Incentive regulation in theory and practice electricity distribution and transmission networks" *Center for Energy and Environment Policy Research*, MIT.
- Kristiansen, T. and J. Rosellón, (2010) "Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study", *Energy*, forthcoming.
- Laffont, J. (1989) *Fundamentals of Public Economics*, MIT Press.
- Laffont J. y Tirole J. (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press.
- Léautier, T. (2000) "Regulation of an Electric Power Transmission Company". *The Energy Journal* 21 : 61-92.
- McGrew, J. (2003). *Federal Energy Commission*, American Bar Association.
- NERC (www.nerc.com), consultada en Julio-Agosto de 2009.
- Oren, S. (1997). "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation," *Energy Journal*, Vol. 18, No.1.
- Perez-Arriaga I. et al. (1995). "Marginal Pricing of Transmission Services: An analysis of Cost Recovery" *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 10, No.1.

- Pope, S. and Harvey, M. (2002) “TCC Awards for Transmission Expansions”, presentation.
- PJM Interconnection (<http://www.pjm.com>), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Rodger, J. and F. Felder (2001). Promoting efficient transmission investment: The role of the market in expanding transmission infrastructure. November 2001.
- Rodríguez F. y A. Fayos (1998). *El Transporte de la Energía Eléctrica en Alta Tensión*. Universidad Politécnica de Valencia.
- Rosellón, J. (2003) “Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion”. *The Review of Network Economics* 2: 238-269.
- Rosellón, J. (2007) “An Incentive Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Mexico”. *Energy Policy* 35: 3003-3014.
- Rosellón, J. and H. Weigt. (2008) “A Dynamic incentive mechanism for transmission expansion in electricity networks – Theory, Modeling and Application”. Documento de trabajo CIDE 424. Mexico.
- Rosellón J., J. Tregear y E. Zenón, (2010), “El modelo HRV para expansión óptima de redes de transmisión: una aplicación a la red eléctrica de Ontario”, *Economía Mexicana*. Nueva Época (aceptado y por aparecer)
- Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010), “Incentives for Transmission Investment in the PJM Electricity Market: FTRs or Regulation (or both?)”, *Utilities Policy*.
- Sally Hunt, (2002). “Making Competition Work in Electricity”, John Wiley & Sons, New York.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008a), Balance Nacional de Energía 2007, SENER, México.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008b), Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, México.
- Secretaría de Energía –SENER- (www.sener.gob.mx), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Tovar, R., (compilador), (2000), Reforma estructural del sector eléctrico, ITAM, México.
- Varian, H. (1999), *Microeconomía Intermedia: un enfoque actual*, Antoni Bosch editor, España.
- Varian, H., (1990). *Microeconomía Intermedia*. Norton and Company, Inc., EUA.

Viqueria, J. (2004), *Redes eléctricas I,II y III*, Facultad de Ingeniería UNAM, México.

Vogelsang, I. (2001) “Price Regulation for Independent Transmission Companies”. *Journal of Regulatory Economics* 20: 141-1

Zenón E. y Rosellón J. (2010), “Expansión de las Redes de Transmisión Eléctrica en Norteamérica: Teoría y Aplicaciones”, *El Trimestre Económico* (en dictamen internacional, aprobado en pre dictamen)