

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A. C.



ESTUDIO DE LOS REGÍMENES REGULATORIOS EN TARIFAS DE
TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

TESINA

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRA EN ECONOMÍA

PRESENTA
LIZBETH RUBÍ ESPINOSA MIRANDA

DIRECTOR DE LA TESINA
JUAN DE DIOS ROSELLÓN DÍAZ

CIUDAD DE MÉXICO, JUNIO 2016

*Dedicado a esa voz...
esa voz que me impulsa y que me guía...
esa voz que me ha enseñado tanto...
esa voz a quien agradezco lo que soy...
esa voz que son ustedes, mis padres, Ofelia y Rufino
ustedes que me han dado tanto y por quienes sigo adelante...*

*Y gracias a ti...
a ti que sufriste más que yo con esto...
a ti que soportaste todos mis malos ratos...
a ti por ser compañero y amigo...
a ti Agustín. Por haber llegado a mi vida y estar en cada momento.*

Resumen

Uno de los objetivos decisivos en los mercados eléctricos, es alcanzar la eficiencia económica y el bienestar social óptimo. En este sentido, la tarifa que se impone para el uso de la red de transmisión eléctrica representa una de las condiciones que constituyen los factores críticos para que las empresas de generación y suministro puedan alcanzar sus niveles óptimos de eficiencia. En México, las tarifas vigentes aplicadas se realizan con base en los costos marginales de largo plazo, lo que podría no generar los suficientes incentivos a la empresa de transmisión de expandir la red de manera eficiente. En este estudio se propone un mecanismo de regulación teórico de precios máximos, implementando una tarifa en dos partes. Dentro de la investigación se realiza un análisis para la red mallada del sistema aislado de Baja California Sur, contrastando con el enfoque utilizado actualmente y el modelo HRV. De esta forma, se llega a que el método HRV puede ser una buena aproximación para la fijación de tarifas reguladas en el ámbito de transmisión de energía eléctrica.

Tabla de contenido

Resumen	i
Figuras	iii
Tablas	iii
Introducción.....	1
Capítulo 1	3
Visión retrospectiva y actual del sector eléctrico de México	3
1.1 Mercado eléctrico mexicano.....	3
1.2 Infraestructura actual del sistema eléctrico mexicano.....	5
1.3 Prospectiva de la red de transmisión	7
1.4 Régimen regulatorio de las tarifas de transmisión eléctrica en México	8
Capítulo 2	13
Modelo HRV.....	13
2.1 Revisión de literatura.....	13
2.2 Marco teórico.....	16
2.2.1 Modelo	17
2.3 Datos	22
Capítulo 3	25
Simulaciones y Resultados	25
3.1 Método de simulación	25
3.2 Caso 1: 3 nodos (regiones de transmisión).....	26
3.3 Caso 2: 31 nodos (infraestructura desagregada de BCS)	28
Conclusiones.....	33
Referencias	35
Anexos	I
Anexo 1	I
Anexo 2.....	II
Anexo 3.....	IV

Figuras

Figura 1. Nuevo modelo del mercado eléctrico.....	5
Figura 2. Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional	6
Figura 3. Sistema de precios nodales, proyección para el 2020	6
Figura 4. Reequilibrio de parte fija y parte variable.....	18
Figura 5. Sistema aislado de Baja California Sur.....	23
Figura 6. Mapa de regiones de transmisión Baja California Sur.....	26
Figura 7. Comparativo de los resultados del mecanismo HRV para los periodos 1 y 10.	26
Figura 8. Rebalanceo de tarifa fija y variable para 3 nodos.	27
Figura 9. Red nodal del sistema de Baja California Sur.....	28
Figura 10. Red congestionada de Baja California Sur e inversiones en las líneas a lo largo de 11 periodos.	28
Figura 11. Convergencia de precios nodales a precio marginal	29
Figura 12. Rebalanceo de tarifa fija y tarifa variable.	30
Figura 13. Comparativo de tarifas reguladas para generadores y consumidores.	32

Tablas

Tabla 1. Ingreso requerido por la CFE.	9
Tabla 2. Factores de ponderación por nivel de tensión	10
Tabla 3. Tarifas de transmisión eléctrica.....	11
Tabla 4. Datos y fuentes	24
Tabla 5. Comparativo de tarifas de transmisión eléctrica para generadores.	31
Tabla 6. Comparativo de tarifas de transmisión eléctrica para consumidores.	31

Introducción

La tarifa que se impone para el uso de la red de transmisión eléctrica, representa una de las condiciones que constituyen los factores críticos para que las empresas de generación y suministro puedan alcanzar sus niveles óptimos de eficiencia. En México, tras la aprobación de la reforma eléctrica, las tarifas vigentes aplicadas se realizan con base en los costos marginales de largo plazo, lo que podría no generar los suficientes incentivos a la empresa dueña de la transmisión (Transco) de ser más eficiente. En este estudio se propone un mecanismo de regulación implementando una tarifa en dos partes conocido en la literatura como mecanismo híbrido HRV. Dicho mecanismo pretende incentivar a la Transco para que la expansión de la red de transmisión se dé de manera eficiente. A lo largo de esta investigación, se analizan los dos enfoques mencionados mediante simulaciones. Al final de éstas, se contrastan los excedentes para los consumidores que resultan del uso de dichas tarifas a lo largo del tiempo.

Uno de los objetivos decisivos en los mercados eléctricos es alcanzar la eficiencia económica y el óptimo bienestar social. No obstante, factores como mercados incompletos, 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, los derechos de propiedad mal definidos y la falta de inversión para la expansión de la red, son sólo algunos de los elementos restrictivos presentes en la maximización del bienestar social. 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. Este enfoque ha ganado importancia, tanto en la teoría como en la práctica, debido a los procesos de liberalización en varios sistemas eléctricos que dan prioridad a la separación vertical, y que según estudios recientes (a diferencia de otras arquitecturas de mercado), la desagregación de la generación y transmisión de electricidad, junto con gestores reguladores y operadores independientes del sistema (ISO), pueden crear mercados de energía eléctrica altamente competitivos y facilitar las inversiones oportunas en transmisión.

En México con la aprobación de la Reforma Constitucional en materia de energía del 20 de diciembre de 2013, se apertura el sector eléctrico para una mayor participación de la inversión productiva y mejores opciones para el consumidor. Con ello se reconfigura el mercado eléctrico mexicano desintegrando verticalmente la empresa dueña de la transmisión y generación, y asignando papeles de regulador a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y de ISO al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Como se mencionó anteriormente, esta investigación pretende evaluar y contrastar el método regulatorio aplicado actualmente a las tarifas de transmisión de electricidad en México propuesto por la CRE con el enfoque HRV propuesto en Hogan, Rosellón y Vogelsang en el 2010. Cabe resaltar que este modelo se ha probado en varias redes eléctricas dando resultados óptimos para el bienestar y reducción de los precios nodales con una convergencia a precios tipo Ramsey. En el 2012 Zenón y Rosellón, realizaron un estudio con este mismo modelo aplicado a la red eléctrica de México; sin embargo, dicho estudio no contrasta con la regulación tarifaria en ese tiempo.

Este trabajo se encuentra dividido en tres capítulos; en primera instancia se presenta una visión del sector eléctrico mexicano describiendo las actividades que se realizan dentro de la industria y resumiendo la infraestructura actual del sistema eléctrico. Así mismo se describe brevemente los alcances que se pretenden en cuanto a la expansión de la red de transmisión y por último se describe el régimen regulatorio que se aplica actualmente a México. En el segundo capítulo, se describe el modelo regulatorio HRV; dicho mecanismo ha sido probado en investigaciones anteriores y se observa que permite incentivar la expansión óptima de la red (desde un punto de vista económico). En principio, este capítulo presenta la revisión de bibliografía, en la que se incluyen trabajos realizados con este mecanismo, después se generaliza el marco teórico utilizado por este modelo y con ello se presenta el modelo HRV. Por último, y dentro del mismo capítulo se hace un apartado en el que se exponen cuáles son los datos y fuentes a utilizar. En el último capítulo, se incluyen las simulaciones, resultados y conclusiones del análisis realizado, así como posibles pautas para extensiones a esta investigación.

Capítulo 1

Visión retrospectiva y actual del sector eléctrico de México

El sector eléctrico mexicano cuenta con actividades como la generación, transmisión, distribución, comercialización y operación del sistema. Estas actividades se realizaban tradicionalmente mediante una empresa verticalmente integrada. Con la reforma eléctrica aprobada en el año 2013, se busca la transformación del sistema hacia una modalidad liberalizada con un sistema de precios nodales competitivos bajo el contexto de la integración de energía renovable. En este sentido es importante conocer la estructura del mercado para tener la capacidad de proponer mecanismos regulatorios que permitan incentivar la expansión óptima de las redes. De esta manera este capítulo presenta una visión general de la nueva arquitectura de mercado del sector eléctrico seguido de un resumen de la infraestructura actual del sistema eléctrico. Después se da una breve síntesis de los alcances que se pretenden en cuanto a la expansión de la red de transmisión. Por último, se describe el régimen regulatorio que es aplicado actualmente a las tarifas de transmisión de energía eléctrica.

1.1 Mercado eléctrico mexicano

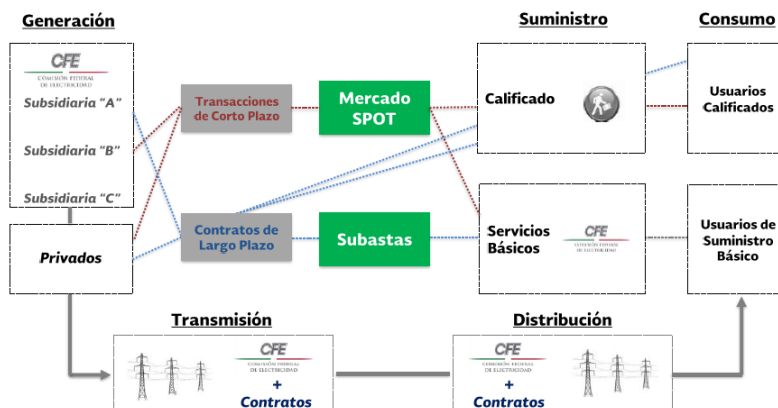
Desde la década de los 60's la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se encargaba de coordinar y administrar las actividades y estudios para la planeación integral del Sistema Eléctrico del país. Esto daba como resultado el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). A partir del 11 de Agosto de 2014 se publica la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que tiene por objeto, entre otros, regular la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en ella se indica que la Secretaría de Energía (SENER) emitirá el PRODESEN¹ (Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional), el cual es un documento que contiene la planeación del SEN y reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de centrales de generación eléctrica y los programas de ampliación y

¹ Programa que se emite cada año, con una proyección de 15 años. Este trabajo, se basa en el PRODESEN publicado en el 2015.

modernización de la red nacional de transmisión (RNT) y de las redes generales de distribución (RGD).

Tras la aprobación de la Reforma Constitucional en materia de energía, se apertura el sector eléctrico para una mayor participación de la inversión productiva y mejores opciones para el consumidor. Ahora la SENER, la CRE y CENACE, trabajarán conjuntamente para facilitar la transparencia de la información en el sector eléctrico, tomando en cuenta el interés público, la integridad y funcionamiento eficiente del mercado eléctrico, la competencia económica y la protección de los consumidores. De esta forma el nuevo modelo de la Reforma Eléctrica busca mejorar la estructura productiva de la industria eléctrica bajo los principios de la libre competencia y competencia en las actividades de generación y comercialización. Además, se determinará la ejecución de proyectos de ampliación y modernización en las actividades de transmisión y distribución. Con ello la transición del sector eléctrico se resume en la configuración del mercado eléctrico mayorista integrado por generadores, suministradores, comercializadores y usuarios calificados que participarán en igualdad de condiciones y podrán establecer contratos independientes entre sí, además de recibir instrucciones por el CENACE, para garantizar la confiabilidad del sistema y satisfacer la demanda continua.

Asimismo, se otorgará acceso abierto al servicio de transmisión y distribución en términos no indebidamente discriminatorios, quedando ésta en manos de CFE. A efectos de cubrir los requerimientos de corto plazo, se instrumentará un mercado spot, en el cual se realizarán transacciones en las que la CFE y sus subsidiarias en materia de generación, así como los generadores privados ofrecerán su energía para que sea puesta a disposición de cualquier participante del mercado autorizado para realizar la adquisición. Por otro lado, se podrán establecer contratos de largo plazo con el objeto de asegurar la provisión y precio de energía eléctrica entre los generadores y los proveedores del suministro calificados, así como de los propios usuarios calificados. Para el caso del suministro básico la CFE podrá realizar este tipo de contratos, pero mediante subastas. De esta forma la Figura 1, presenta el esquema de la nueva estructura del mercado eléctrico antes descrita.



Fuente: Elaborado por SENER.

Figura 1. Nuevo modelo del mercado eléctrico

1.2 Infraestructura actual del sistema eléctrico mexicano

Actualmente el 98.4% de la población mexicana cuenta con energía eléctrica por medio de una red eléctrica de 879,691 km de longitud (líneas de transmisión y distribución de la CFE) y con una infraestructura de 190 centrales generadoras equivalente a 41,516 mega watts(MW) en capacidad efectiva. El parque de generación se integra por 74.1% de tecnologías que consumen combustibles fósiles (48,530 MW) y 25.9% de tecnologías limpias (16,921 MW). De este parque el 83%² corresponde a centrales eléctricas destinadas al Servicio Público de energía eléctrica y el 17% restante es la capacidad que los privados aportan bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña contribución, exportación y usos propios continuos.

El sistema de transmisión se encuentra integrado por 53³ regiones como se muestra en la Figura 2, de las cuales 49 están interconectadas y conforman el Sistema Eléctrico Interconectado (SIN); las 4 regiones restantes conforman un grupo ubicado en la zona de Baja California Sur, el cual es llamado el Sistema Aislado de Baja California. La capacidad de los enlaces entre las regiones de transmisión oscila en un intervalo de 90 a 4,000 MW. Para diciembre del 2014 la longitud total de las líneas de transmisión con tensión de 230 a 400 kV fue de 52,815 km y con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 58,660 km.

² A su vez el 76% de la capacidad de generación para el Servicio Público corresponde a centrales propiedad de la CFE y el 24% restante a centrales de Productores Independientes de Energía (PIE's).

³ Las regiones (40) Ixtepe, (21) Güémez y (53) Loreto se incorporan al SEN en el 2015.



Fuente: SENER

Figura 2. Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional

De esta manera, la modernización y ampliación de la infraestructura eléctrica nacional, constituye uno de los objetivos nacionales para impulsar el desarrollo económico del país. En el contexto de la reforma eléctrica se pretende atender y anticiparse a las necesidades de la demanda y oferta de energía eléctrica con mayor celeridad e impulsar el potencial de la RNT como eje estratégico de interconexión del continente Americano además de la conexión del SIN con el Sistema Aislado de Baja California y con ello también se evoluciona a un sistema de precios nodales⁴. Este sistema, según el PRODESEN, tiene alcances significativos para los próximos años; puesto que, como se observa en la Figura 3, se espera que los precios marginales en casi todas las zonas del país se vuelvan uniformes y estén por debajo del precio marginal del percentil 35.

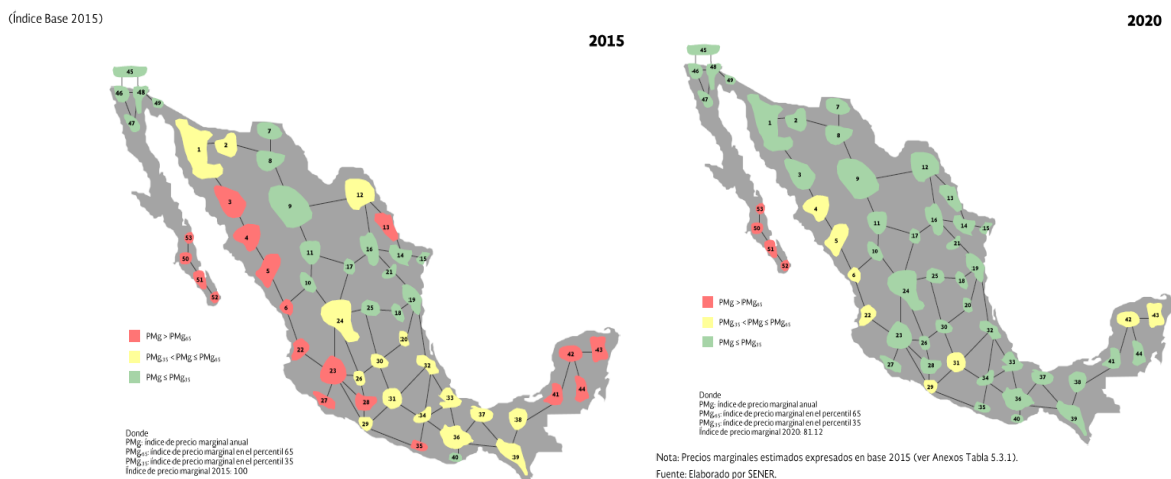


Figura 3. Sistema de precios nodales, proyección para el 2020

⁴ El precio nodal, es el valor de la energía en una ubicación física de la red, en este caso en el llamado nodo. Este valor, involucra el costo de la generación de la energía, el costo de la pérdida y el costo de la congestión de la línea.

1.3 Prospectiva de la red de transmisión

El sistema de transmisión principal se ha mallado en el nivel de tensión de 400 kV en las regiones Central, Oriental, Noreste y Occidental del país. En cambio, en las áreas Norte, Noroeste y Peninsular se encuentra en etapa de robustecimiento, con redes de transmisión en algunos tramos aislados en 400 kV, los cuales operan inicialmente en 230 kV y a los que gradualmente se le ha ido realizando el cambio de tensión a 400 kV.

Para planificar la expansión de la red eléctrica principal, se consideran las variables definidas en el escenario de planeación del mercado eléctrico. Para su determinación se toman como marco de referencia:

- La topología del sistema del año en curso.
- Los proyectos de transmisión en la etapa de construcción y los comprometidos.
- La reducción del precio marginal de energía.
- La disminución de las congestiones en la red asociadas a la incorporación de capacidad adicional para satisfacer la demanda futura.

A partir de los planes del año horizonte, se procede a ubicar los proyectos requeridos en el tiempo de modo que los propuestos para cada año cumplan con los criterios mencionados. Existen tres objetivos claros en la planeación, los cuales son:

- Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
- Interconectar el SIN y el sistema aislado de Baja California.
- Interconectar la RNT con América del Norte y Centroamérica.

Para el período 2015-2029 se tiene considerado la construcción 24,599 km-c de líneas, 64,352 MVA de transformación y 12,090 MVAR de compensación, (Anexo 1).⁵

⁵ El análisis que se hace dentro de esta investigación se enfoca en la región de Baja California sur. (Anexo 2).

1.4 Régimen regulatorio de las tarifas de transmisión eléctrica en México

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establece una clasificación de arquetipos de mercado en el erige a la CFE como un monopolio natural emergente. Con esto, la regulación de tarifas y condiciones de servicio dependen de la CRE, cuyos objetivos son asegurar la sostenibilidad en el mercado y promover precios competitivos. Para ello se crea una matriz reguladora en la se contempla la expedición de un acuerdo de tarifas a aplicar por la CFE, por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario el 01 de enero de 2016 al 31 de diciembre del 2018.

De esta forma, para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes de transmisión, se requiere de una regulación económica que por un lado aseguren los costos eficientes de la prestación del servicio por parte de los Transportistas y por otro lado que los cargos o tarifas a los usuarios por el servicio sean eficientes, transparentes y predecibles. Para dicho cálculo de tarifas⁶, se analizó la información presentada por la CFE, tomando en cuenta la información de sus estados financieros auditados, los costos reportados por proceso y la pertinencia del modelo de asignación de costos y las proyecciones de demanda y energía de la misma. Así la determinación de tarifas se compone fundamentalmente de dos pasos secuenciales.

Como primer paso, se determina el ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica, ajustado con base en un factor de eficiencia. Y como segundo paso, se asigna dicho ingreso requerido a los diferentes usuarios del servicio por medio de la aplicación de tarifas.

1) Primer paso:

$$\mathbf{IR} = \mathbf{C} + \mathbf{OMA} - \mathbf{X}$$

El Ingreso Requerido **IR** autorizado a CFE para la prestación del servicio público de transmisión para el periodo tarifario inicial, se encuentra conformado por:

⁶ Según el acuerdo Núm. A/045/2015.

- El retorno sobre el capital y depreciación **C**
- Los costos de operación, mantenimiento y administración **OMA**⁷.
- Ajuste por mejoras de eficiencia **X**⁸ en los costos de operación, mantenimiento y administración (costos OMA) para los años 2017 y 2018.

Derivado de lo anterior se determina el ingreso requerido autorizado⁹ a CFE por la prestación del servicio público de transmisión, así como otros parámetros para la determinación tarifaria en el periodo tarifado inicial, de acuerdo con lo siguiente:

Composición del ingreso requerido			
Millones de pesos			
	2016	2017	2018
<i>Costos de explotación</i>	21 833	22 353	22 477
<i>Costos de activos</i>	22 854	22 425	22 549
<i>Ingreso requerido</i>	44 687	44 777	45 025

Nota: Los costos de explotación hacen referencia a los costos OMA mencionados en el Considerando Vigésimo noveno, mientras que los costos de activos aluden al componente del retorno sobre el capital y depreciación de activos mencionados en el Considerando Vigésimo cuarto.

Tabla 1. Ingreso requerido por la CFE.

2) Segundo paso:

Dado que los usuarios de la RNT son tanto generadores como suministradores o usuarios calificados, la asignación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica se debe definir en la proporción que se asigne a estos dos

⁷ Los costos OMA reconocidos se determinarán con base en los costos históricos de explotación reportados por la CFE y proyectados para el periodo tarifario de referencia.

⁸ Con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente, desde el periodo tarifario inicial, se define una trayectoria de eficiencia de 1% anual para 2017 y 2018, con respecto al monto de costo total inercial para esos años. Dicha trayectoria se determina con base a un estudio realizado por la CRE a partir del cual se traza la ruta de eficiencia de los costos de operación y mantenimiento para la actividad de transmisión.

⁹ Se realizarán los ajustes anuales del ingreso requerido de CFE para 2017 y 2018. Dichas estimaciones estarán sujetas al ajuste por eficiencia, así como por un factor de ajuste por inflación, un ajuste por tipo de cambio y un factor de ajuste que tomará en cuenta aquellas inversiones adicionales que resulten necesarias reconocer dentro del ingreso requerido de CFE, en virtud de su inclusión dentro del PRODESEN y cuya ejecución haya sido aprobada y presupuestada por la SENER.

grupos. Con el propósito de reforzar las señales de localización eficiente principalmente aportadas por el diseño de precios nodales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se establece que estos costos se asignen en una proporción de 70% a los consumidores y 30% a los generadores¹⁰.

De esta forma el diseño de los cargos se realiza por medio de una modalidad de "estampilla postal" determinada con base en las inyecciones o extracciones de energía que cada generador, suministrador o usuario calificado hace de la RNT. La ponderación se encuentra en función del nivel de tensión en el que se haga uso de la red, a manera de reflejar los costos marginales de capacidad de largo plazo (CMCLP) de desarrollar dicha red hasta ese punto.

Las redes de transmisión están integradas por infraestructura en dos rangos de tensión. El primero en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y el segundo para tensiones menores a 220 kV. Los costos marginales para desarrollar estas redes son diferentes, habiendo usuarios que operan en niveles de tensión que requieren el uso de ambos grupos de infraestructura de transmisión.

Factores de ponderación por nivel de tensión		
<i>Nivel de tensión</i>	Generadores Generadores interconectados	Consumidores Servicios de suministro
<i>Tensión ≥ 220 kV</i>	0.55	0.44
<i>Tensión < 220 kV</i>	1.00	1.00

Tabla 2. Factores de ponderación por nivel de tensión

Conforme a los factores de localización por nivel de tensión y a la asignación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica, las tarifas para los usuarios de generación y demanda (consumidores) se pueden expresar como:

¹⁰ Se toma también en cuenta la experiencia internacional.

$$Td_{i,j} = \frac{70\% IR}{MWhd_{i,j} + MWhd_{k,j} * Fpd_{i,j}}$$

$$Tg_{i,j} = \frac{30\% IR}{MWhg_{i,j} + MWhg_{k,j} * Fpg_{i,j}}$$

Donde:

- $Td_{i,j}$ es la tarifa aplicable al consumidor i conectado en el nivel de tensión j.
- IR es el ingreso requerido neto anual
- $Fpd_{i,j}$ es el factor de ponderación del nivel de tensión i al cual se encuentra conectada la demanda
- $MWhd_{i,j}$ es la extracción de energía del usuario
- $MWhd_{k,j}$ es la demanda de energía del resto de los consumidores.
- $Tg_{i,j}$ es la tarifa aplicable al generador i conectado en el nivel de tensión j.
- $Fpg_{i,j}$ es el factor de ponderación del nivel de tensión i al cual se encuentra conectado el generador.
- $MWhd_{i,j}$ es la inyección de energía del generador
- $MWhd_{k,j}$ es la generación total inyectada a la red por el resto de los generadores.

Derivado de los considerandos anteriores y de acuerdo con la proyección de la demanda, se determinan las tarifas de transmisión siguientes para 2016:

Tarifas de transmisión de energía eléctrica		
pesos/kWh		
<i>Nivel de tensión</i>	Generadores	Consumidores
	Generadores interconectados	Servicios de suministro
<i>Tensión ≥ 220 kV</i>	0.0499	0.0625
<i>Tensión < 220 kV</i>	0.0904	0.1424

Notas:

1. La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el MEM, y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones.
2. La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones.

Tabla 3. Tarifas de transmisión eléctrica.

Así al terminar el periodo tarifario se realizará una conciliación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica generado en exceso o déficit. El ingreso en exceso o deficitario del autorizado será trasladado al siguiente periodo tarifario. Además las tarifas se actualizarán anualmente aplicando, para el año que corresponda, el factor de ajuste por inflación de precios al productor y el promedio de los tipos de cambio diario¹¹ observados durante el año para el que se está haciendo el ajuste. Para dichos ajustes se considerará que los costos totales de CFE se afectan en un 10% por la variación del tipo de cambio y el 90% restante por la inflación nacional.

¹¹ Con base en el Tipo de Cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los E.U, pagaderas en la República Mexicana, publicado en el Diario Oficial de la Federación, por Banco de México.

Capítulo 2

Modelo HRV

En esta investigación se propone un mecanismo regulatorio para incentivar la expansión óptima de la red. De esta forma se presenta en principio la revisión de literatura, en la que se incluyen trabajos realizados con este mecanismo, después se generaliza el marco teórico utilizado por este modelo y con ello se presenta el modelo a utilizar en este trabajo. Por último, se indica cuáles son los datos y fuentes a utilizar para realizar el análisis.

2.1 Revisión de literatura

Como es conocido, en todo el mundo se ha iniciado un nuevo enfoque incluyendo el papel de la transmisión de electricidad con la integración de fuentes de energía renovables. Este enfoque ha ganado importancia, tanto en la teoría como en la práctica, debido a los procesos de liberalización en varios sistemas eléctricos que dan prioridad a la separación vertical, y que según estudios recientes (a diferencia de otras arquitecturas de mercado), la desagregación de la generación y transmisión de electricidad, junto con gestores reguladores e ISO's pueden crear mercados de energía eléctrica altamente competitivos, y facilitar las inversiones oportunas en transmisión.

Sin embargo, en esencia e independientemente de la forma de competencia económica en los mercados de energía eléctrica, los principios económicos de competencia perfecta no son alcanzados (Hogan, 2002). Uno de los problemas que afectan el desempeño de la eficiencia económica en las actividades de transmisión de energía eléctrica es el problema conocido como congestión de la red eléctrica. 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 J. , Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion, 2003).

Ahora bien, en este sentido un regulador tiene varias alternativas para regular el precio de transmisión de un Transco en entornos de mercado liberalizado, una de ellas y la que tradicionalmente es usada en la práctica de los servicios de electricidad, es el costo de servicio. Esta práctica, implica el establecimiento de precios para igualar el costo promedio, y por lo general va a lo largo de una restricción a la tasa de rendimiento del capital. Tiene una ventaja fundamental, ya que proporciona la seguridad y el compromiso a largo plazo por parte del regulador. Sin embargo, no incentiva la minimización de costos pues dado que se restituyen completamente los costos, no se promueve la mejora de eficiencia.

Por otro lado, existe la regulación por precios máximos, por lo general, este ofrece más incentivos para la minimización de costos, pero a costa de una menor seguridad para la empresa inversora. Es importante destacar que la literatura concerniente a los incentivos para la expansión de las líneas de alta tensión es escasa. No obstante, existen en la bibliografía dos mecanismos regulatorios básicos para la expansión de las redes de transmisión; ambos implican un operador independiente responsable de la operación del mercado y una empresa dueña de la red. En el caso de México, el primero es el CENACE y el segundo la CFE. De esta manera, ambos mecanismos lidian de manera distinta con el problema de la congestión de la red eléctrica, por un lado uno encuentra la regulación del precio y por otro lado, el otro introduce los cargos por congestión a través de derechos financieros de transmisión (Financial Transmission Rights-FTR's¹²) en el mercado de electricidad¹³.

En este sentido, existe un mecanismo (Vogelsang, 2001) , en el que se propone la regulación de precios con una tarifa en dos partes. El mecanismo depende del reequilibrio de la parte fija y la parte variable y del uso de precios máximos (*price caps*). La parte fija funciona como recuperadora de los costos fijos de largo plazo (carga complementario) y la parte variable como un precio por congestión (Rosellón J. , 2003). La TRANSCO reequilibra a lo largo del tiempo las dos partes de la tarifa y el regulador establece un precio máximo que motiva la expansión eficiente de la red. De esta forma se promueve la expansión eficiente, se generan

¹² 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)).

¹³ Por ello, suele llamarse enfoque comercial.

incentivos para optimizar la congestión de la red y en determinadas condiciones, se converge al estado estacionario de equilibrio (tipo Ramsey).

Sin embargo, este mecanismo es criticado principalmente por la definición lineal de la transmisión eléctrica para una topología de red con una sola línea y dos nodos (red radial), y por las propiedades del “buen comportamiento” (*smooth behavior*) de las funciones de demanda y costo de la transmisión eléctrica. Por ende, el modelo de Vogelsang solamente es aplicable a redes radiales, lo cual no permite su aplicación práctica a las topologías de red malladas. Además, Hogan (2002) argumenta que las propiedades de las funciones de costo para redes malladas son por lo general no diferenciables e incluso discontinuas.

Un segundo mecanismo para la expansión de la transmisión utiliza los precios marginales de origen o locales¹⁴ (*Locational Marginal Prices, LMP*), las rentas derivadas de la congestión, así como los derechos financieros de propiedad de la transmisión (FTR). La expansión de la red ocurre mediante la asignación de los FTR's, que motivan la inversión en la red. La asignación de FTR's es subastada por un ISO. No obstante, con la presencia de flujos circulares en redes malladas, un cierto proyecto de expansión de la red puede generar externalidades negativas en los FTR's o incluso una disminución neta de la capacidad de la red. Por ello, Kristiansen y Rosellón (2010) sugieren una solución mediante la cual el ISO reserva un número determinado de FTR's (*proxy*) durante el proceso de expansión. Esto con el fin de que el sistema de transmisión pueda contar con los ingresos suficientes después de la expansión, en el caso de que las externalidades negativas afecten a los propietarios de los FTR's originales.

Así, llegamos a un nuevo enfoque que es el mecanismo HRV propuesto para este análisis (Hogan, Rosellón, & Vogelsang, Toward Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion, 2010), en el que se sugiere un mecanismo combinado que utiliza instrumentos de mercado (FTR's) y considera el efecto de las restricciones físicas de la red, así como la topología de la misma¹⁵. Este mecanismo utiliza también, la lógica regulatoria

¹⁴ Precios nodales.

¹⁵ Este mecanismo toma en cuenta la topología mallada de la red, así como los flujos circulares. Para ello, se utiliza un modelo de Power Flow.

por incentivos de Vogelsang (2001), reequilibrando la parte fija y variable de una tarifa en dos partes.

Aunado a esto en el 2011, Weigt y Rosellón presentan el mismo modelo HRV, sin embargo, lo liberan del problema de subastas que venía inmerso en la asignación de FTR's. De esta forma se redefinen las rentas de congestión en términos de la energía que se inyecta y la que se demanda y con ello, hacen más fácil su aplicación en redes malladas reales. Además, reformulan el problema en problema bajo¹⁶ y problema alto¹⁷.

Una aplicación de este mecanismo, empleada a la topología de México, se puede encontrar en (Zenón & Rosellón, 2012), quienes presentan el estudio de dicho 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 FTR, en el reequilibrio de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, así como la utilización de precios nodales. La expansión de la red, indican que ocurre debido a la venta de FTR asociados con las líneas eléctricas congestionadas. En sus resultados muestran que los precios convergen en el costo de la generación marginal, la congestión disminuye y el bienestar social se incrementa para los tres sistemas que se analizan sin importar la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes o el tipo de capacidad de generación instalada. De esta manera se promueven los incentivos necesarios para la expansión de la transmisión, atraen inversión y resuelve el problema de la congestión.

2.2 Marco teórico

El modelo HRV, es un problema matemático con restricciones de equilibrio. Se descompone en dos problemas llamados, “el problema de nivel inferior” y “el problema superior”, éstos se resuelven simultáneamente. El problema de nivel superior es la maximización del beneficio de la Transco, sujeto a la restricción regulatoria de precios máximos. El problema de nivel inferior, es el problema del ISO, en el que se encuentran las

¹⁶ Determinación óptima de flujos de potencia por el ISO

¹⁷ Maximización del beneficio de la empresa dueña de la red de transmisión, en el que las variables escogidas por la TRANSCO son la capacidad de la línea y la tarifa fija.

cargas óptimas y los precios nodales a través de un modelo de flujo de potencia (power flow) que maximiza el bienestar dentro de un mercado eléctrico mayorista.

Los precios y cantidades durante cada período están sujetos a un tope (ajustado por la inflación y eficiencia) que define el regulador. Los pesos que se utilizan como ponderadores son de Laspeyres. En términos generales, la expansión de la red se produce de una manera que reduce la congestión, lo que implica una disminución en la ganancia de la empresa, debido a la reducción de las rentas de congestión. Este mecanismo permite que la empresa, para superar la disminución de la congestión, reequilibra intertemporalmente sus ingresos con la tarifa en dos partes. En esencia, la idea es hacer que la inversión sea eficiente permitiendo la reducción de la renta de congestión económica y que esta pueda ser compensada para la empresa como un incremento en el componente fijo de la tarifa en dos partes. Este proceso, muestra indicios de expandir la red hasta el punto en que los ingresos marginales esperados de la congestión son iguales al costo marginal de agregar nueva capacidad de transmisión, la condición de equilibrio típico de expansión óptima de las redes de transporte.

La naturaleza del flujo circular (loop flow) de la potencia en las redes malladas impide derivar una solución analítica para la configuración general. Por lo tanto, se aplican métodos numéricos para la solución del problema. Los resultados han mostrado que cuando se parte de precios divergentes, se produce una convergencia gradual a un punto de referencia común de precios. Al mismo tiempo, la capacidad de transmisión total se incrementa de manera significativa, los beneficios Transco's aumentan y se produce una convergencia significativa hacia el óptimo bienestar.

2.2.1 Modelo

El modelo que se presenta a continuación, se basa en el modelo de dos etapas presentado por Weigt y Rosellón del 2011. Se toma este modelo porque es una modificación al modelo HRV. La diferencia radica en que las variables escogidas por las Transco's son la capacidad de la línea y la cuota fija, a diferencia del HRV donde las variables de elección son el precio incremental de los FTR's (parte variable) y la parte fija de su tarifa en dos partes. Se debe

recalcar que este enfoque es equivalente, pues la capacidad de la red es una función de los precios FTR.

Bajo este plan de incentivos de precios máximos, los precios y cantidades durante cada período están sujetos a un “tope” (ajustado por la inflación y eficiencia) que se define por el regulador. En términos generales, la expansión de la red se produce de una manera que reduce la congestión, lo que implica una disminución en la ganancia del Tranco, debido a la reducción de las rentas de congestión, sin embargo, la empresa puede superar esta disminución en los ingresos intertemporalmente reequilibrando sus tasas variables y fijas. En esencia, la idea es hacer que la inversión permita la permitir la reducción de la renta económica lograda debido a la congestión que ser compensado por un incremento en el componente de suma global de la tarifa en dos partes. Este proceso se expande la red hasta el punto que los ingresos marginales esperados de la congestión igual al costo marginal de agregar nueva capacidad de transmisión, como se observa en la Figura 4.

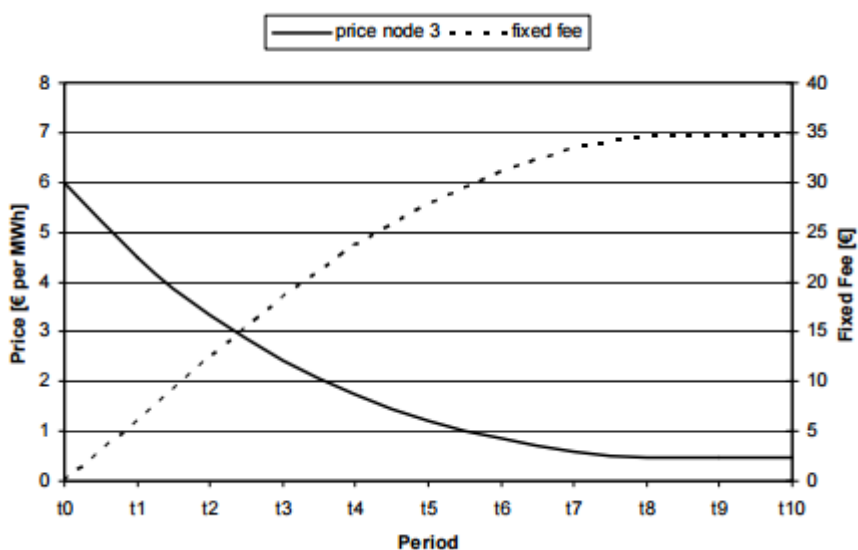


Figura 4. Reequilibrio de parte fija y parte variable

Este modelo demuestra que es viable desde el punto de vista teórico y empírico. Proporciona un aumento considerable en el bienestar social, alivia de la congestión y los beneficios para las empresas. El mecanismo se puede aplicar de forma relativamente fácil y a

bajo costo debido a que el regulador necesita solamente un mínimo de información que es proporcionada por los precios del mercado.

De esta manera, el mecanismo aplicado tiene la siguiente secuencia de acciones:

- Se toma una red existe, bajo un diseño de mercado con precios nodales sobre la base de flujos de potencia reales.
- Una sola TRANSCO que tiene un monopolio natural en la red de transmisión y por ende decide sobre la extensión de la red.
- Se cuenta con información sobre los precios históricos de mercado, de esta manera el regulador establece la restricción de precios como una tarifa en dos partes.
- Con base en la información de mercado disponible de la demanda, la generación, la topología de la red, y factores similares, la TRANSCO identifica qué líneas se puede expandir.
- El TRANSCO subasta la capacidad de transmisión disponible como FTR punto a punto a los participantes del mercado.
- La ISO gestiona el despacho real de una manera que maximiza el bienestar (recopila las ofertas de generadores y suministradores en cada nodo y calcula el precio nodal). De acuerdo con los precios marginales nodales, la ISO recoge los pagos de suministradores y paga a los generadores. La diferencia entre los dos valores representa el alquiler de la congestión del sistema que se redistribuye a los titulares FTR.
- La TRANSCO maximiza el beneficio¹⁸, que consiste en los cargos fijos que se calculan a partir de la restricción de regulación de precios máximos, sobre la base de las tasas de congestión y pagados por los consumidores.
- La TRANSCO también puede ajustar la tarifa fija de acuerdo con la restricción de regulación de precios máximos, con base en las rentas de congestión.
- Las variables de elección son la capacidad de la línea k y la tarifa fija F .

¹⁸ La Transco no es miope.

Este mecanismo se divide en una secuencia de dos problemas, de nivel superior e inferior que se resuelven simultáneamente. El problema de nivel superior consiste en la maximización de los beneficios de la Transco estar sujeto a la restricción de regulación. El problema de nivel inferior es el de equilibrio del mercado mayorista, que maximiza el bienestar social.

De esta forma el modelo HRV se presenta como:

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t \left[\sum_{i,j} \tau_{i,j}^t(k_t) q_{i,j}^t(k_t) + F_t N_t - \sum_{i,j} c(k_{i,j}^t) \right]$$

s. a.

$$\frac{\sum_{i,j} \tau_{i,j}^t(k_t) q_{i,j}^w + F_t N_t}{\sum_{i,j} \tau_{i,j}^{t-1} q_{i,j}^w + F_{t-1} N_t} \leq 1 + RPI + X$$

El primer término de esta función representa la renta de congestión percibida, definido como FTR's punto a punto por la cantidad $q_{i,j}^t$ entre los nodos i y j en el tiempo t, multiplicado por el precio de la subasta del FTR $\tau_{i,j}^t$. El segundo término representa los ingresos por la transmisión de la tasa fija F recolectada por la TRANSCO de los N consumidores. La TRANSCO es libre de fijar la cuota fija, siempre y cuando se cumpla la restricción precio reguladora. El tercer término representa los costos de la TRANSCO cuando se extiende la capacidad k_{ij} entre dos nodos de acuerdo a la función de costo $c(\cdot)$. Por último, se considera un marco de tiempo total de T periodos bajo información perfecta, descuidando la incertidumbre sobre la demanda y la generación. Se debe tener en cuenta que los precios FTR y la demanda de FTR's son una función de la capacidad disponible de la red. Por lo tanto las variables de elección de la empresa son las capacidades de línea k_{ij} y la cuota fija F y en cada período, la TRANSCO está sujeto a un precio tope regulatorio.

Ahora bien, en cuanto a la restricción regulatoria, los precios y las cantidades de cada período están vinculados con un mecanismo de ponderación w (ponderadores de Laspeyres), y están sujetas a un límite definido por el regulador, que toma en cuenta la inflación (RPI) y el factor de eficiencia X.

La expansión de la red en general, está destinada a la reducción de la renta de congestión del sistema y que luego disminuya la ganancia del Transco en la subasta de los FTR. Dado este mecanismo de regulación, la empresa puede contrarrestar la disminución de los ingresos de la subasta mediante el aumento de su cuota fija. Por este mecanismo, la Transco se encuentra incentivada para ampliar la red, incluso si la renta de la congestión disminuye. Esto pasa mientras el reequilibrio de la variable y la parte fija compensa posibles pérdidas de ingresos derivados de la reducción de la congestión a un punto en que el costo marginal por unidad de nueva capacidad de transporte es igual al costo de la congestión esperado de añadir una unidad adicional de capacidad.

Sin embargo, debido a la naturaleza de flujo circular de los flujos de potencia en redes malladas, la demanda basada en FTR y funciones de costo sólo puede ser diferenciado a trozos y generalmente no pueden ser separados. Sin embargo, las propiedades locales pueden, en muchos casos, ser funciones con buen comportamiento.

Uno de los problemas en la formulación HRV es la incertidumbre sobre el resultado de la subasta de los FTR, puesto que se redefinen los ingresos de la subasta FTR como la renta de la congestión percibidos por la ISO y que son los precios de equilibrio del mercado. Debido a que el conjunto considerado de FTR's simultáneamente es posible y el sistema de restricciones es convexo, los FTR's satisfacen la condición de suficiencia recaudatoria. Es decir, los pagos de equilibrio recolectados por la ISO a través de despacho económico serán mayores o iguales a los pagos exigidos por las obligaciones de los FTR's. Dado el supuesto de información perfecta, este enfoque permite la abstracción del modelado explícito de un mecanismo de subasta. Por lo tanto, la distribución de FTR's a participantes específicos del mercado es una salida del modelo y la función objetivo de maximización de la TRANSCO puede describirse como¹⁹:

¹⁹ Modelo HRV presentado por Weigt y Rosellón 2011.

$$\max_{k,F} \pi = \sum_t^T \left[\sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t) + F_t N_t - \sum_{i,j} c(k_{i,j}^t) \right]$$

s. a.

$$\frac{\sum_i (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F_t N_t}{\sum_i (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F_{t-1} N_t} \leq 1 + RPI + X$$

La primera parte de los beneficios de la TRANSCO se reescribe como los resultados del problema bajo²⁰, es decir, pago de los demandantes d_i^t en el periodo t y de los generadores g_i^t en el periodo t . El precio p_i es el precio resultante de equilibrio de mercado en cada nodo i . Los precios de los FTR's y los precios nodales están relacionadas a través de $\tau_{i,j} = p_j - p_i$. En el caso de la elección de las capacidades de línea k_{ij} la TRANSCO podrá determinarla como resultado de los precios y las cantidades de mercado y por lo tanto la renta de congestión percibida. En este sentido los precios máximos se reescriben mediante la sustitución de los ingresos de la subasta FTR con la renta de la congestión recolectada.

2.3 Datos

Los datos recolectados y utilizados en este trabajo son del sistema aislado de Baja California Sur²¹, como se muestra en la Figura 5. Podemos observar que se le llama sistema aislado puesto que no se conecta con el SIN. Además, todas las líneas existentes en este sistema tienen niveles de tensión menores o iguales a 230 kV. En esta imagen se muestra también, las plantas con las que cuenta esta red.

²⁰ El problema de nivel inferior define el resultado en el mercado mayorista, teniendo en cuenta los flujos de energía, restricciones de línea y los límites de capacidad de generación. Anexo 3

²¹ Los únicos datos reales a los que se tuvo acceso por medio de gente que labora en CENACE y SENER. Cabe resaltar, que existían datos para toda la república, sin embargo, no se contaba con un nivel desagregado de ellos y por ende no permitían la realización del Power Flow de forma óptima. Por ello se decidió sólo trabajar en Baja California Sur.

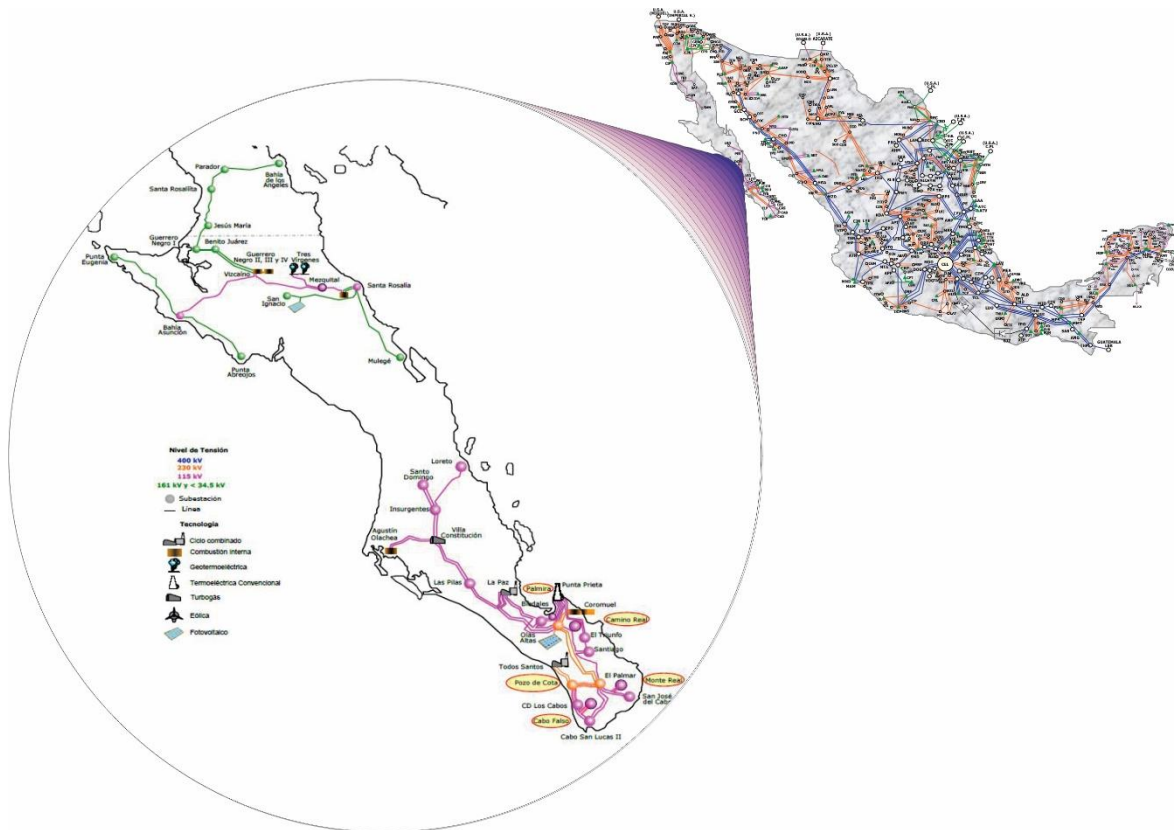


Figura 5. Sistema aislado de Baja California Sur.

En la siguiente tabla, se enlistan los datos requeridos para la realización de las simulaciones, así como el origen de procedencia de cada uno de ellos.

Modelo bajo y alto	
Datos	Fuente
Red existente, desagregación de nodos: Caso 1: 3 nodos Caso 2: 31 nodos	SENER-PRODESEN (2014-2015) CENACE (2014-2015)
Demanda del nodo i/ demanda del nodo i por hora para ambos casos	SENER-PRODESEN (2014-2015) CENACE (2014-2015)
Generación del nodo i/ generación del nodo i por hora y tipo de tecnología	SENER-PRODESEN (2014-2015) CENACE (2014-2015)
Costos de generación por tipo de tecnología, para ambos casos.	CFE (2012)

Capacidad máxima de las líneas, reactancia, longitud, etc., para ambos casos	SENER-PRODESEN (2014-2015) CENACE (2014-2015)
Tarifas reguladas ²²	CRE (2016)
Datos de contraste como apoyo para verificación de resultados	SENER-PRODESEN (2014-2015)

Tabla 4. Datos y fuentes

Es importante mencionar, que al realizar el análisis de los datos reales utilizados para las simulaciones que se presentan a continuación, se encontró que el Sistema Aislado de Baja California Sur no presenta congestión en sus líneas a menos de que exista una demanda que supere cualquier pronóstico y dato histórico. Sin embargo, como insumo esencial el modelo HRV requiere de un supuesto de congestión para que exista la parte comerciante de FTR's. De esta forma se realizó un ligero ajuste en los datos de las líneas, bajando la capacidad de todas ellas en el mismo sentido. Con ello se logró observar indicios de congestión que permitieron inicializar la simulación.

²² Se presentan en la Tabla 3.

Capítulo 3

Simulaciones y Resultados

Esta investigación se llevó a cabo para el sistema aislado de Baja California Sur, debido a la falta de información desagregada de los datos del Sistema Eléctrico Nacional (SIN). En primera instancia se pretende dar una descripción breve del sistema aislado y de los casos de simulación que se están abordando, después de ello se presentaran los resultados obtenidos. Como se mencionó anteriormente, en algunos estudios que se hace al SIN²³, se presenta la republica dividida en regiones de transmisión, como se observa en la Figura 2, gracias a esta clasificación se puede hacer una fijación de precios nodales para el mercado eléctrico.

Se plantean dos escenarios de análisis, el primer de ellos es un análisis realizado sobre los tres nodos que aparecen en Baja California Sur. El segundo caso se trata de una desagregación de esos 3 nodos, tomando en cuenta la infraestructura real de 31 nodos (subestaciones) que contiene el sistema aislado.

3.1 Método de simulación

Las simulaciones para el sistema de Baja California Sur se implementaron como un problema MPEC en el software GAMS. Las simulaciones se realizan de forma continua a lo largo de 10 periodos. Para comenzar la simulación, como se mencionó anteriormente se parte de la red congestionada. El mecanismo comienza con la resolución del problema de power flow, una vez que este problema arroja soluciones factibles sobre despacho, pérdidas, flujo de energía y precios nodales, se resuelve el problema de la empresa, tomando como inputs las variables antes mencionadas. Además, se considera una demanda lineal para cada uno de los nodos. Debe recalcar que estos dos pasos se hacen de forma simultánea a lo largo de las iteraciones. Y cada una de las variables se mueve a lo largo del tiempo debido a los cambios de capacidad que afectan a la red.

²³ Por ejemplo, en el PRODESEN

3.2 Caso 1: 3 nodos (regiones de transmisión)



Figura 6. Mapa de regiones de transmisión Baja California Sur

En este primer caso se analiza, una red de tres nodos, representada por la Figura 6. Estos datos se toman de forma agregada de la información recabada. Se realizaron las simulaciones a lo largo de 10 periodos, obteniendo los siguientes resultados:

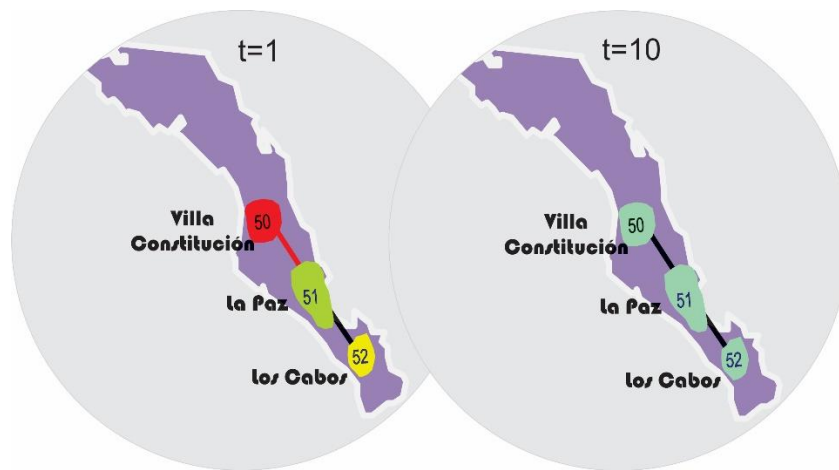


Figura 7. Comparativo de los resultados del mecanismo HRV para los periodos 1 y 10.

Como se observa en la Figura 7, existe una posible línea de transmisión congestionada. Esta línea conecta la zona de transmisión de Villa Constitución con La Paz. Por lo tanto, bajo este análisis la inversión que realiza la empresa dueña de la red la hace sobre la línea congestionada, lo que permite un aumento en la capacidad de dicha conexión. Esto le permite a

la Transco elevar la tarifa fija para reequilibrar con los precios nodales que a lo largo del tiempo disminuyen²⁴. La Figura 8 muestra este reequilibrio a lo largo de los 10 periodos.

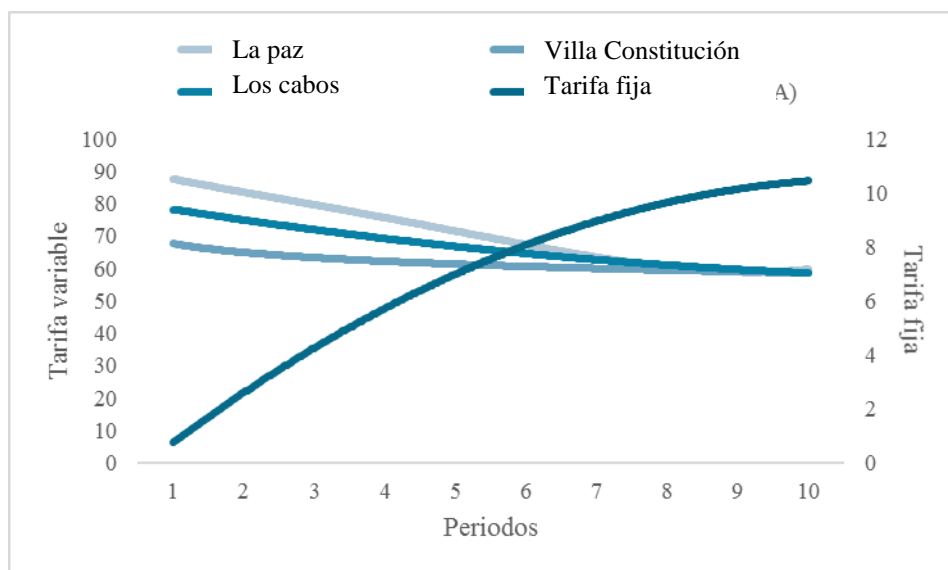


Figura 8. Rebalanceo de tarifa fija y variable para 3 nodos.

En resumen, se obtienen resultados que indican que el método HRV podría dar indicios de ser un buen método para dar una expansión en la red de manera eficiente. Estas mismas inversiones en la red de transmisión, permiten la convergencia de los precios en todos los nodos a un único precio variable. En este caso se hace notar que la mayor inversión, de hecho, la notable inversión se hace solo en una línea, esto indica que un análisis más detallado en la red desagregada podría indicarnos sobre la congestión que existe en la realidad y no de una forma tan somera como ésta. Con base en lo anterior, en este caso no se presenta un análisis sobre las tarifas puesto que se cuenta con muy poca información respecto al sistema.

²⁴ Se observa en el primer periodo el tono rojo en el nodo 50, este indica un precio alto en relación con los demás nodos. Para el periodo 10, se observa que ahora los precios son precios marginales y uniformes en todos los nodos.

3.3 Caso 2: 31 nodos (infraestructura desagregada de BCS)



Figura 9. Red nodal del sistema de Baja California Sur.

En este caso se analizan los datos de una red de 31 nodos y 39 líneas de transmisión, representados en la Figura 9. Aquí, se cuenta con información más detallada sobre la red; con ello es posible observar en que zonas específicas se encuentra la congestión y de esta manera realizar inversiones específicas en las líneas que lo requieren. Se realizaron las simulaciones a lo largo de 11 periodos, obteniendo los siguientes resultados:

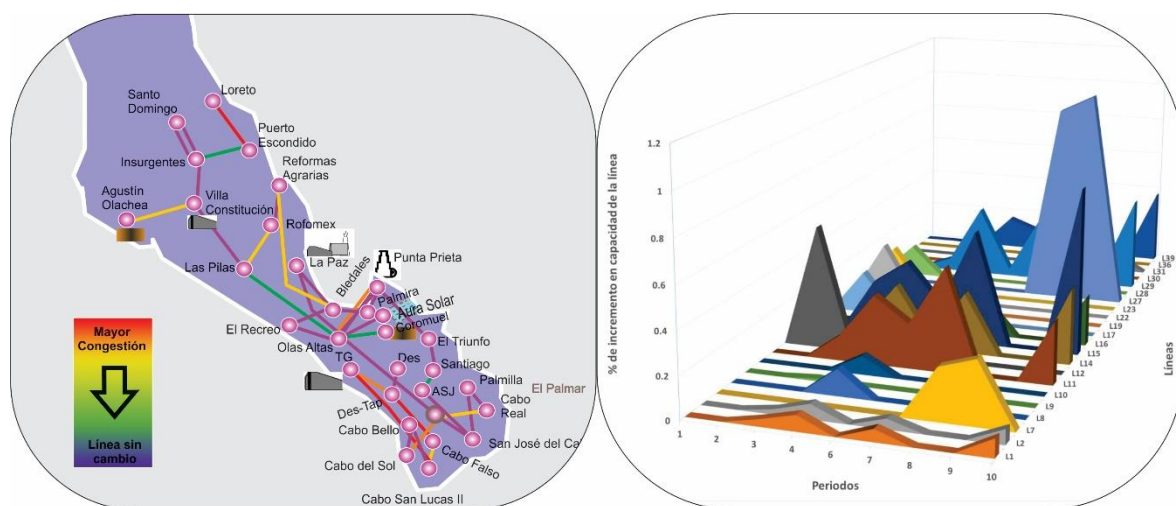


Figura 10. Red congestionada de Baja California Sur e inversiones en las líneas a lo largo de 11 periodos.

Como se observa en la Figura 10, existen posibles líneas de transmisión congestionadas, en este caso resalta las más congestionadas con color rojo y las menos congestionadas con color verde. Asimismo, se observa que existen líneas que no presentan congestión alguna. Aunado a ello se presenta otra imagen que muestra las inversiones realizadas²⁵ en las líneas a lo largo del periodo de simulación. Por lo tanto, este análisis permite observar un incremento de la capacidad de las líneas congestionadas a lo largo del tiempo, que permite incrementar la tarifa fija a la empresa. Otro resultado importante que se obtiene es el que se muestra en la Figura 11. Como se esperaba, existe una convergencia en los precios nodales a un precio marginal uniforme al termino de la simulación.

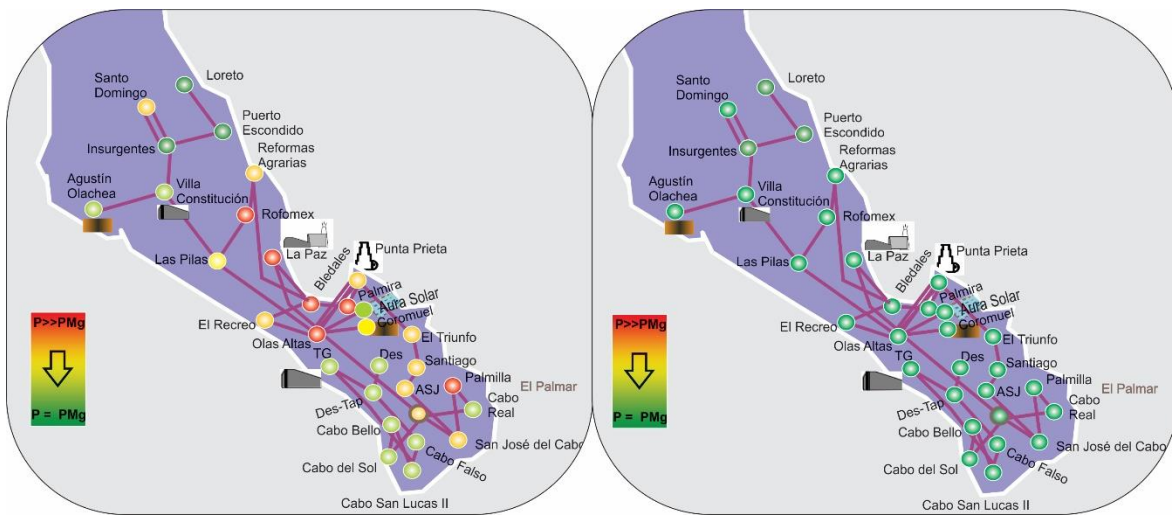


Figura 11. Convergencia de precios nodales a precio marginal

Como se indicó anteriormente, el modelo HRV una convergencia a precios marginales en base a las inversiones que se realizan en la red. Esto permite el reequilibrio de la tarifa fija y la tarifa variable como se muestra en la Figura 12.

²⁵ Se muestra la inversión en porcentaje respecto a la capacidad inicial con la que comienza la línea.

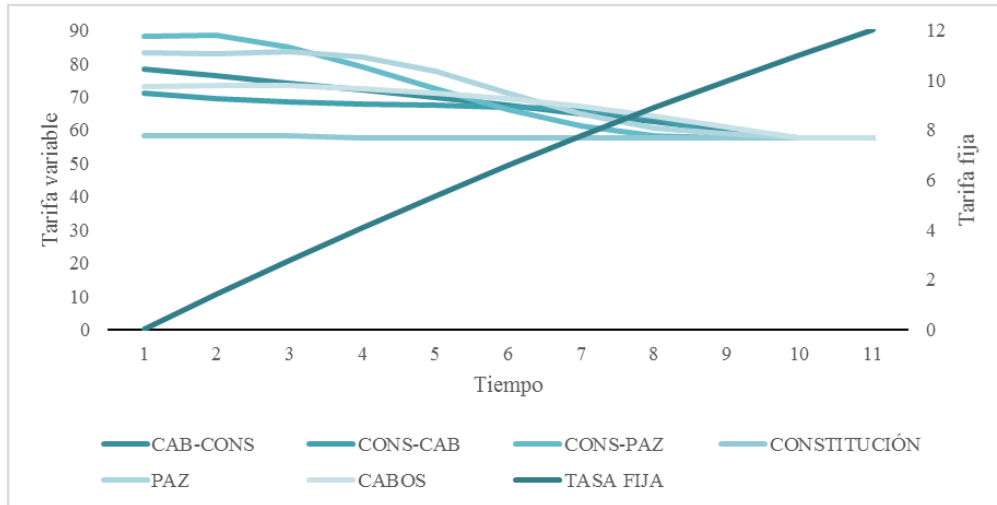


Figura 12. Rebalanceo de tarifa fija y tarifa variable.

Como se observa, dentro de este análisis se dividen las zonas de precios en 6. Tres de estas zonas representan las zonas mencionadas en el caso 1 y las otras tres representan las interconexiones entre las zonas de los Cabos, la Paz y Villa Constitución. Se determina de esta forma dado que al estudiar los resultados los precios se agrupan en estas 6 secciones. Con base a lo anterior se calcula una tarifa de transmisión para cada uno de los periodos que permita a la empresa tener los incentivos necesarios para invertir en la expansión de la red. Esta tarifa se calcula tomando en cuenta la tarifa fija resultante del HRV, las rentas de congestión y se pondera de la misma forma que lo hace el mecanismo de la CRE. Es decir, se considera un 70% de cargo hacia los consumidores y un 30% hacia los generadores. Las tablas 5 y 6 que se presentan a continuación indican los resultados obtenidos.

TARIFAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA GENERADORES (\$ / MWH)						
PERIODO	Tensión <220 Kv²⁶		Demanda* MWh	Pago de generadores		Ahorro con HRV
	HRV	CRE		HRV	CRE	
1	66.19	90.40	486.50	32,202.56	43,979.60	11,777.04
2	80.01	93.65	511.28	40,907.07	47,883.19	6,976.12
3	91.38	97.03	541.65	49,494.88	52,553.85	3,058.96
4	98.88	100.52	571.15	56,475.86	57,410.87	935.01
5	103.65	104.14	602.41	62,439.76	62,733.93	294.17
6	106.72	107.89	639.69	68,264.76	69,013.88	749.13
7	109.78	111.77	680.13	74,661.26	76,017.97	1,356.72
8	112.89	115.79	724.51	81,792.94	83,893.99	2,101.06
9	116.04	119.96	773.11	89,713.57	92,744.26	3,030.69
10	123.40	124.28	821.54	101,375.99	102,102.49	726.50
11	134.57	128.76	877.68	118,113.07	113,005.72	-5,107.34

* DEMANDA PRONOSTICADA POR LA SENER PARA BAJA CALIFORNIA SUR

Tabla 5. Comparativo de tarifas de transmisión eléctrica para generadores.

TARIFAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA CONSUMIDORES (\$ / MWH)						
PERIODO	Tensión <220 Kv		Demanda* MWh	Pago de consumidores		Ahorro con HRV
	HRV	CRE		HRV	CRE	
1	85.14	142.40	486.50	41,418.55	69,277.60	27,859.05
2	105.14	147.53	511.28	53,757.08	75,426.62	21,669.55
3	121.93	152.84	541.65	66,043.10	82,783.94	16,740.84
4	133.68	158.34	571.15	76,348.30	90,434.83	14,086.53
5	141.83	164.04	602.41	85,441.76	98,819.82	13,378.06
6	147.73	169.95	639.69	94,501.17	108,712.13	14,210.96
7	153.55	176.06	680.13	104,431.83	119,745.12	15,313.30
8	159.37	182.40	724.51	115,464.53	132,151.60	16,687.07
9	165.16	188.97	773.11	127,684.58	146,092.72	18,408.14
10	176.28	195.77	821.54	144,822.85	160,834.01	16,011.16
11	192.25	202.82	877.68	168,732.95	178,009.02	9,276.07

* DEMANDA PRONOSTICADA POR LA SENER PARA BAJA CALIFORNIA SUR

Tabla 6. Comparativo de tarifas de transmisión eléctrica para consumidores.

²⁶ El análisis sólo se realiza para las tensiones menores a 220 Kv dados los datos con los que se cuentan. Pues el Sistema de BCS para el 2015 solo contaba con 2 líneas de 230 Kv y las 37 líneas restantes con una tensión menor.

Como se indica se calculan las tarifas para ambos usuarios de la red y se contrastan con la tarifa de la CRE. Aunado a ello se toma como referencia la demanda proyectada por la Secretaría de Energía para los siguientes 10 años y se calcula el pago esperado con ambas tarifas por parte de los usuarios. Por último, se calcula el ahorro o gasto de exceso que podría tener el consumidor bajo el esquema propuesto del HRV. De esta forma se advierte, que el gasto por parte de los consumidores es menor cuando se utiliza el mecanismo HRV. Como se muestra en la siguiente Figura.

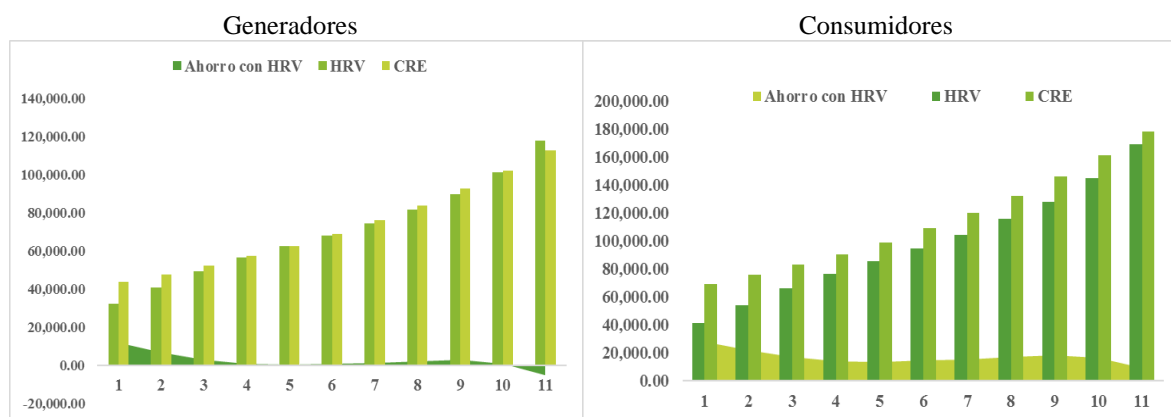


Figura 13. Comparativo de tarifas reguladas para generadores y consumidores.

De esta forma se observa en la Figura 13, una tarifa menor que la calculada por la CRE para ambos usuarios de la red bajo un esquema de incentivos. También se hace notar que el caso de los generadores la diferencia no es muy significativa; sin embargo, en el caso de los suministradores la diferencia es bastante grande a lo largo de todos los periodos, esto podría indicar que la tarifa que se está cargando a los consumidores por parte de la CRE es un poco excesiva.

En resumen, se obtienen resultados que indican que el método HRV podría dar indicios de ser un buen método para dar una expansión en la red de manera eficiente. Estas inversiones en la red de transmisión, permiten la convergencia de los precios en todos los nodos a un único precio variable. En este caso se hace notar que las inversiones de la red las decide la empresa a lo largo del tiempo, bajo un esquema de incentivos que permite la recuperación de los costos y una mayor eficiencia en la red de transmisión. Así mismo se indica un método de tarificación para la red de transmisión que permite una inversión óptima y un mayor bienestar en los usuarios de la red.

Conclusiones

En esta investigación se presenta la aplicación del mecanismo híbrido comerciante-regulatorio HRV, para el contraste con la tarifa de transmisión eléctrica que utiliza la CRE en la red de Baja California Sur.

El mecanismo regulador implementado por la CRE, se realiza en dos etapas, la primera toma en cuenta el ingreso requerido anual por la empresa dueña de la red de transmisión, esto se hace en base a costos de mantenimiento, operación y administración y ajustes por eficiencia e inflación. La segunda etapa, consta de una ponderación en función del nivel de tensión en el que se haga uso de la red, de tal manera que se pretende reflejar los costos marginales de capacidad de largo plazo (CMCLP) de desarrollar dicha red hasta ese punto, de esta forma se calculan dos tipos de tarifas, una para consumidores y otra para generadores, obteniendo así dos tipos de tarifas en términos de los distintos tipos de tensiones. Sin embargo, este mecanismo podría no generar los incentivos suficientes a la empresa de expansión de la red de manera eficiente.

El modelo teórico contra el que se contrasta el mecanismo anterior regula la maximización de beneficios de una empresa dueña de la red de transmisión en un mercado competitivo con precios nodales que también tiene subastas de derechos financieros de transmisión. Además, el mercado de energía es operado por un operador independiente del sistema que coordina la generación y la transmisión. La regulación que se aplica en las tarifas es a través de un precio máximo por medio de una tarifa en dos partes usando ponderadores de Laspeyres; esto permite que la empresa re balancee intertemporalmente el cargo fijo y el cargo variable de tal forma que genera incentivos a la empresa de invertir e incrementar así la capacidad de las líneas de transmisión disminuyendo la cogestión de la red. La Transco recupera esta inversión por medio de la parte fija de su tarifa. De esta forma mientras la empresa se vuelve más eficiente, incrementan los excedentes tanto de la empresa como de los consumidores, transcribiéndose esto en un aumento del beneficio social.

El análisis de estos dos enfoques se realiza para el sistema aislado de Baja California Sur. En el capítulo 3 de este trabajo se presentan dos casos (nivel agregado y nivel desagregado), con estos resultados y como recomendaciones de política se puede resaltar que, en primera instancia un análisis desagregado por cada una de las regiones de transmisión proporciona un mejor conocimiento sobre los requerimientos que se necesitan en cada una de las líneas. Esto se requiere para una planeación óptima de la expansión de la red pues permite identificar los proyectos específicos requeridos.

También es observable que una sincronización de la tarifa regulada con los incentivos de los inversionistas proporciona una expansión de la red de manera eficiente y con ello una maximización del bienestar social. Esto no solo garantiza un aumento en la eficiencia de la empresa dueña de la red, sino también repercute en todos los demás sectores de la industria eléctrica primordialmente en la atracción de empresas generadoras que tengan confianza suficiente para entrar en el mercado bajo el supuesto de que la red de transmisión se expande de manera eficiente tratando de minimizar la congestión en las líneas.

Además de los resultados obtenidos se intuye que podría existir un sobrecargo para los usuarios de la red del tipo consumidor. Sin embargo, para poder rectificar esto es necesario un estudio sobre la red de toda la república a modo de contrastar resultados.

Finalmente, y como posible expansión de este trabajo, se debe de tomar en cuenta la inclusión de las energías renovables y verificar que tanto afectan a las tarifas reguladas de transmisión el tener ahora centrales generadoras “píqueras”, bajo los estatutos de la reforma energética.

Referencias

- Comisión Reguladora de Energía. (02 de 02 de 2016). *ACUERDO 045*. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/documento/acuerdos/A-045-2015.pdf>
- Comisión Reguladora de Energía. (15 de 01 de 2016). *Como Vamos*. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/ComoVamos/Index.html>
- Comisión Reguladora de Energía. (02 de 02 de 2016). *Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad*. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/documento/6103.pdf>
- Hogan, W. (2002). Financial Transmission Right Formulations. JFK School of Government: Harvad Electricity Policy Group Harvard University.
- Hogan, W., Rosellón, J., & Vogelsang, I. (2010). Toward Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 113-143.
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. John Wiley & Sons Press.
- Joskow, P., & Tirole, J. (2000). *Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks*. MIT Press.
- Kristiansen, T., & Rosellón, J. (2006). A merchant mechanism for transmission expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 167-193.
- Kristiansen, T., & Rosellón, J. (2010). Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study. *Energy* 35,10, 4107-4115.
- Kunz, F., Neuhoff, K., & Rosellón, J. (2014). FTR Allocations to Ease Transition to Nodal Pricing: An application to German Power System. *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin*, 27.
- Rosellón, J. (2003). Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion. *Review of Network Economics*, 2,3, 238-269.
- Rosellón, J. d. (2007). An incentive mechanism for electricity transmission expansion in Mexico. *Energy Policy*, 12.
- Rosellón, J., Vogelsang, I., & Weigt, H. (2010). Long-Run Cost Functions for Electricity. *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin*, 27.

- Schill, W.-P., Rosellón, J., & Egerer, J. (2011). Regulated Expansion of Electricity Transmission Networks: The effects of fluctuating demand and wind generation. *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin*, 27.
- Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., & Bohn, R. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.
- Secretaría de Gobernación. (02 de 01 de 2016). *Bases del mercado - Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015
- SENER. (03 de 12 de 2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. PRODESEN 2015-2029*. Obtenido de Secretaría de Energía: <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-8397+&cd=1&hl=es&ct=clnk&gl=mx>
- Vogelsang, I. (2001). Price regulation for independent transmission companies. *Journal of Regulatory Economics*, 141-165.
- Weigt, H., & Rosellón, J. (2011). A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks. *The Energy Journal*, 119-148.
- Zenón, E., & Rosellón, J. (2012). Optimización de las redes de transmisión eléctrica en Norteamérica. *El trimestre económico*, LXXIX, 575-600.

Anexos

Anexo 1

INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN 2015-2029. (MILLONES DE PESOS)					INVERSIÓN EN TRASFORMACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN 2015-2029 (MILLONES DE PESOS)				
AÑO	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total	AÑO	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2015	2,101	422	1,753	4,276	2015	1,286	1,726	4,239	7,251
2016	4,492	1,453	1,035	6,980	2016	1,953	1,374	3,062	6,389
2017	4,138	1,293	2,662	8,093	2017	2,561	2,523	3,195	8,279
2018	2,324	975	2,675	5,974	2018	1,021	1,743	3,359	6,123
2019	3,833	882	2,559	7,274	2019	1,017	1,417	3,989	6,423
2020	2,035	1,092	1,144	4,271	2020	1,263	1,535	2,852	5,650
2021	919	754	1,058	2,731	2021	589	1,230	1,818	3,637
2022	434	1,088	843	2,365	2022	1,177	1,315	1,295	3,787
2023	508	904	528	1,940	2023	945	1,036	982	2,963
2024	8,076	707	750	9,534	2024	1,413	1,075	1,297	3,785
2025	7,690	570	627	8,887	2025	1,586	669	1,173	3,428
2026	1,513	225	194	1,931	2026	797	286	702	1,785
2027	466	520	87	1,073	2027	495	386	159	1,040
2028	354	306	119	778	2028	529	342	191	1,063
2029	777	350	133	1,261	2029	607	338	351	1,296
TOTAL	39,660	11,541	16,167	67,368	TOTAL	17,239	16,995	28,664	62,899

FUENTE: CENACE.

FUENTE: CENACE.

INVERSIÓN EN COMPENSACIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN 2015-2029 (MILLONES DE PESOS)				
AÑO	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2015	224	267	241	733
2016	608	117	195	919
2017	1,145	8	317	1,469
2018	422	19	444	885
2019	268	67	395	730
2020	184	62	242	488
2021	160	0	89	249
2022	32	0	131	163
2023	41	4	196	241
2024	443	15	169	627
2025	615	21	75	710
2026	121	0	29	150
2027	152	0	16	167
TOTAL	4,612	579	2,597	7,787

FUENTE: CENACE.

Anexo 2

OBRAS E INDICADORES 2015-2024, REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR		
CONCEPTO	Unidad	Capacidad
TRANSMISIÓN	Obras	16
	km-c	416.9
TRANSFORMACIÓN	Obras	9
	Capacidad MVA	810.0
COMPENSACIÓN	Obras	10
	Capacidad	115.0
	MVAr	

FUENTE: CENACE.

PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024				
Línea de transmisión	TENSIÓN KV	Nº DE CIRCUITOS	LONGITUD KM-C	FECHA DE ENTRADA
Cabo Falso entronque Central Diésel Los Cabos - Cabo San Lucas II	115	2	0.2	JUN-15
Monte Real entronque Aeropuerto San José del Cabo -San José del Cabo	115	2	4.6	ABR-16
Camino Real entronque Punta Prieta II- El Triunfo	115	2	2	ABR-16
Pozo de Cota - El Palmar	230	2	54	ABR-18
Pozo de Cota -Central Diésel Los Cabos	115	2	14	ABR-18
Datilito (San Juan de la Costa) Derivación Olas Atlas	115	2	70	JUL-18
Derivación Olas Atlas -Olas Atlas1/	115	2	0.1	JUL-18
Derivación Olas Atlas -Bledales1/	115	2	6	JUL-18
Datilito (San Juan de la Costa) Derivación Olas Atlas	115	2	70	JUL-18
Todos Santos -Olas Atlas	230	2	120	OCT-18
Aeropuerto Los Cabos entronque Cabo San Lucas II- El Palmar	115	2	10	JUN-20
Aeropuerto Los Cabos - Los Cabos1/	115	2	18	JUN-20
Aeropuerto Los Cabos -Pozo de Cota1/	115	2	23	JUN-20
Libramiento San José entronque El Palmar Olas Atlas	230	2	2	JUN-21
Libramiento San José entronque El Palmar- San José del Cabo	115	2	20	JUN-21
Libramiento San José -Monte Real1/	115	2	3	JUN-21
Total			416.9	

FUENTE: CENACE

PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE TRANSFORMACIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024					
Subestación	CANTIDAD	EQUIPO	CAPACIDAD MVA	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	FECHA DE ENTRADA
Cabo Falso Banco 1	1	T	30	115/13.8	Jun-15
Monte Real Banco 1	1	T	30	115/13.8	ABR-16
Camino Real Banco 1	1	T	30	115/13.8	Abr-16
Pozo de Cota Banco 1	4	AT	300	230/115	ABR-18
Palmira Banco 2	1	T	30	115/13.8	Jun-19
Aeropuerto Los Cabos Banco 1	1	T	30	115/13.8	JUN-20
Monte Real Banco 2	1	T	30	115/13.8	Jun-20
Libramiento San José Banco 1	4	AT	300	230/115	ABR-21
Cabo Falso Banco 2	1	T	30	115/13.8	Jun-21
Total			810		

AT. Autotransformador T. Transformador.

FUENTE: CENACE

PRINCIPALES OBRAS PROGRAMADAS DE COMPENSACIÓN SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR 2015-2024

Compensación	EQUIPO	TENSIÓN KV	CAPACIDAD MVAR	FECHA DE ENTRADA
Bledales MVar	Capacitor	115	12.5	Oct-17
Santiago MVar	CAPACITOR	115	7.5	OCT-17
Cabo Real MVar	Capacitor	115	7.5	Abr-19
Palmilla MVar	CAPACITOR	115	7.5	ABR-19
San José del Cabo MVar	Capacitor	115	15	Abr-19
Villa Constitución MVar	CAPACITOR	115	7.5	ABR-19
Monte Real MVar	Capacitor	115	12.5	Abr-19
Insurgentes MVar	CAPACITOR	115	7.5	ABR-19
Loreto MVar	Capacitor	115	7.5	Abr-19
El Palmar MVar	CAPACITOR	115	30	ABR-20
Total			115	

Obra del PRODESEN 2015

Fuente: CENACE.

Anexo 3

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

sujeto a

$$g_i^t \leq g_i^{tmax} \quad \forall i, t \quad \text{Restricción de capacidad de la planta}$$

$$|pf_{ij}^t| \leq k_{ij}^t \quad \forall i, j \quad \text{Restricción de capacidad de la línea}$$

$$g_i^t - q_i^t = d_i^t \quad \text{Balance de energía}$$

La restricción de capacidad de la planta, significa que la generación g en cada nodo i no puede ser mayor que la capacidad de generación máxima predeterminada en el period t g_i^{tmax} . La ecuación de la capacidad de la línea, muestra que el flujo de energía en un enlace de transmisión entre los nodos i y j no puede superar el límite de la línea de transmisión. La última restricción, indica que la inyección de carga en cada nodo debe ser satisfecha por la oferta de generación de ese nodo o de las importaciones de energía de otros nodos. Es decir, oferta igual a demanda.

Se debe tomar en cuenta que al resolver la restricción de capacidad de la línea, se resuelve un problema de power flow. Es decir, se debe tomar en cuenta el flujo de voltaje permitido en cada una de las líneas y para ello es necesario utilizar la primera y segunda ley de Kirchhoff.