

## **La nueva organización y regulación del sector eléctrico mexicano. El caso de la transmisión.**

En torno al artículo “Optimal Transmission Tariff Regulation for the Southern Baja-Californian Electricity Network System” de L. Rubí Espinosa y Juan Rosellón

Angel de la Vega Navarro<sup>1</sup>, Y. Jimena Romero Herrera<sup>2</sup>

Publicado en *Investigación Económica*, Vol. LXXVI, Núm. 301, julio – septiembre de 2017, pp. 3 – 56 (<http://www.revistas.unam.mx/index.php/rie>).

### **Una importante contribución. Comentarios introductorios.**

Se trata de un excelente artículo especializado que requiere ser leído con mucha atención. Necesita, además, un buen conocimiento previo sobre la nueva organización y regulación del sector eléctrico mexicano, en particular de los aspectos que tienen que ver con la transmisión. Es una contribución importante tanto al conocimiento de los cambios en la organización del sector eléctrico que han traído las reformas de 2013/2014, como al debate sobre esas reformas y sus implicaciones.

Es usual oír en foros a propugnadores de las reformas sostener que los cambios en curso se están concretando mediante las “mejores prácticas internacionales”. Se olvida que esas prácticas se originan en propuestas que han dado lugar a debates teóricos, a aplicaciones de prueba y error, a resultados exitosos en entornos específicos, pero también a fracasos con fuertes implicaciones en lo económico y en otros ámbitos. La economía, desde determinadas corrientes, ha impulsado, acompañado e incluso justificado esos cambios. Desde otras perspectivas las ha criticado, incluso muchas veces desde posiciones ideológicas o políticas, sin analizar realmente su contenido.

Desde que se iniciaron en algunos países cambios en las formas de organización del sector energético (en la segunda mitad de la década de los 70s y sobre todo en los 80s) ha habido un permanente debate en torno al contenido de propuestas que se concretan en determinadas políticas públicas. Sorprende que en los foros mencionados no se mencionen a autores cuyos trabajos han alimentado las reformas pero que, como es usual en el ámbito científico, están sujetos a la discusión y a la crítica. En este campo no existen “mejores” prácticas o modelos sino propuestas cuyo contenido se analiza críticamente.

En esta nota no se pretende hacer una revisión crítica de la literatura, no obstante y sólo como muestra es útil citar a un autor que aclara bien la posición que conviene tener desde una posición académica:

---

<sup>1</sup> Profesor de la UNAM en el Postgrado de Economía, en el de Energía (Facultad de Ingeniería e Instituto de Energías Renovables) y en el Postgrado en Ciencias de la Sostenibilidad de la UNAM. [adelaveg@unam.mx](mailto:adelaveg@unam.mx)

<sup>2</sup> Maestra en Economía y actualmente Doctorante en el Postgrado de Economía de la UNAM. [rohy17@hotmail.com](mailto:rohy17@hotmail.com)

*“Electricity transmission used to be classified as a natural monopoly that needed to be regulated. Merchant transmission challenged this. Throughout its brief but eventful life, merchant transmission has been and continues to be controversial, in both theory and practice. Regulators internationally are now considering what role it should play in the provision of additional transmission, and what modifications to the regulatory framework are thereby indicated (Littlechild, 2012)*

Los autores del artículo de referencia, L. Rubí Espinosa y Juan Rosellón, contribuyen precisamente al análisis de un aspecto central de la reforma eléctrica como es la transmisión. Entienden perfectamente el juego de la crítica universitaria y se han prestado a ella, aceptando dialogar con colegas que han aprendido de ellos. Lo primero que podemos decir es que se dirigen a especialistas sofisticados sin esforzarse realmente en que su conocimiento llegue a un público más amplio, incluso en el ámbito académico (al decir esto no pensamos, naturalmente, en un artículo de difusión o divulgación). No nos muestran cuáles son los temas cruciales, sobre todo en países que no tienen un verdadero mercado liberalizado. Utilizan un método muy complejo, pero lo explican poco, incluso en el anexo.

El artículo tiene muchas auto-referencias. Esto es importante para conocer la trayectoria y producción de los autores (en particular de Juan Rosellón, un especialista con reconocimiento y prestigio internacional), pero no hay una preocupación real por presentar y discutir los diferentes métodos de financiamiento de las redes a partir de diferentes tipos de tarificación en contextos de mercados liberalizados. Entre otras, hacen falta referencias sobre las *merchant lines* (David Newbery, Stephen Littlechild, etc.).

Un aspecto interesante del artículo es que se apoya en un modelo original de tarificación: el modelo *Hogan-Rosellon-Vogelsang* (HRV) que toma en cuenta las inversiones en líneas de transporte (lo cual implica por cierto que se base en un modelo físico de la red bastante preciso). Su enfoque toma también en cuenta la naturaleza incitativa de la regulación bajo un doble aspecto: por un lado busca incentivar el desencadenamiento de inversiones como si se tratara de *merchant lines* (inversionistas privados). Es necesario entonces que la renta de congestión, que va a desaparecer si se construye la línea, sea transferida a la parte fija de la remuneración. Por otro lado, busca limitar los gastos unitarios y la inversión óptima (qué línea, en qué fecha, etc.).

### **El contenido del artículo**

La Reforma Energética recientemente aprobada se ubica en un contexto coyuntural que pretende establecer mecanismos que favorezcan el crecimiento económico y garantice el suministro energético. Éste debe cubrir las necesidades de la estructura económica actual, mediante un modelo energético basado en mercados competitivos que coadyuven a la ampliación y modernización del aparato industrial y a una presencia más fuerte de las energías renovables, en correspondencia con los compromisos del país ante el cambio climático.

Para garantizar dicho abasto es necesaria una infraestructura adecuada que permita el suministro energético, ya que los costos de distribución y la falta de eficiencia en las redes de traslado generan desventajas importantes. Un ejemplo de ello es la necesidad de inversión para ampliar la red de gasoductos que ofrezca la posibilidad de un transporte eficiente de la molécula a los usuarios.

Sin embargo, esta situación no es privativa del gas natural, ya que también puede observarse en la transmisión y distribución de electricidad, cuya infraestructura requiere optimizar su eficiencia para convertirse en un pilar del crecimiento económico del país. Para alcanzar dichas metas es necesario contar con un esquema regulatorio que estimule la competencia y la inversión en el sector.

En ese sentido es sabido que la regulación en la transmisión debe comprender: (i) una eficiente utilización de la red en el corto plazo, (ii) una inversión eficiente en la red a largo plazo, (iii) recuperación de costos de los activos de la red, (iv) proveer incentivos que garanticen una inversión eficiente (Leautier, 2000). Por ello el artículo resulta relevante dentro del contexto actual, ya que formula una propuesta para el establecimiento de bases económicas regulatorias que incentive la inversión eficiente del sector. El modelo planteado por los autores estimula la expansión de la red eléctrica, ya que cuenta con la particularidad de combinar dos enfoques sobre la inversión en transmisión: de estructuras mercado y regulatorio. Sobre esto Tanaka (2005) señala que el enfoque de regulación por incentivos es un complemento al enfoque de transmisión de mercado, lo cual precisamente corresponde al modelo Hogan-Rosellon-Vogelsang. Adicionalmente, la expansión que propicia el modelo se da bajo un mayor nivel de bienestar, dentro de este esquema de tarifas en dos partes para la compañía de transmisión (*Transco*), ya que confluyen en un óptimo de tarifas Ramsey.

El modelo consiste en dos problemas que se resuelven de manera simultánea; el primero corresponde a la maximización de beneficios de la *Transco*, sujeto a una restricción regulatoria *price-cap*; el segundo maximiza el bienestar social mediante un modelo de distribución óptima de los flujos de energía de los *Independent System Operators* (ISO) en un mercado mayorista. Para tal efecto se consideró el sistema de transmisión de Baja California cuyas líneas presentan niveles menores o iguales a 230 kV y se asumió una función de costo inter-nodal lineal, expansión de costos, una demanda lineal con un valor de elasticidad precio para cada nodo de referencia, así como un factor de depreciación. Posteriormente se fija el *price-cap* sobre la tarifa de transmisión en dos partes ponderada por el índice de Lapeyres del periodo previo.

El procedimiento que llevaron a cabo los autores para la implementación del modelo fue resolver en primera instancia el problema *lower-level* del flujo de energía. Una vez que obtienen resultados factibles para el envío de energía, pérdidas, flujos de energía y precios nodales, se resuelve el problema de maximización *upper-level* de la *Transco* sujeto a una restricción regulatoria de incentivos.

Al llevar a cabo la simulación, realizada sobre 10 periodos, se puede observar que al considerar un mayor número de nodos (en este caso 31) y 39 líneas de transmisión, se cuenta con información más detallada de la red, lo que permite identificar las áreas que presentan mayor congestión y así tomar decisiones de inversión sobre las líneas que lo requieran. Al finalizar dicha simulación, considerando la inversión realizada después de varios periodos, se puede observar que la capacidad de las líneas congestionadas se incrementa a lo largo del tiempo. Asimismo, las pérdidas de ingresos por congestión son compensadas con el incremento de la tarifa fija de la Transco y, después de la simulación de precios, el precio nodal tiende a igualarse a un precio marginal uniforme, mismo que representa un parámetro de referencia para medir el bienestar social en términos del excedente del consumidor y del productor, a fin de que éste tienda a incrementarse a lo largo del tiempo.

Los resultados del modelo permiten, obtener tarifas óptimas, a diferencia de la metodología propuesta por la CRE. Para el caso de la tarifa asignada a los generadores, ésta no muestra una diferencia sustancial con las estimadas por la CRE. No obstante, para los consumidores la brecha es significativa a lo largo de los periodos y representan una diferencia importante, misma que se traduce en ahorro. Esto último resulta aún más importante si se considera que a los consumidores se les asignó el 70% del ingreso requerido; por lo que la tarifa aplicada por la CRE a los consumidores no es óptima.

Las tarifas obtenidas por el modelo son el resultado de fijar un límite en la tarifa de dos partes de la Transco en función de los ponderados de Laspeyres y, por otro lado, incentivar la expansión de la red eléctrica mediante la compensación entre la tarifa fija y la tarifa variable.

A diferencia de la generación y la comercialización de electricidad, la transmisión y distribución son consideradas monopolio natural debido a sus altos costos fijos o a su infraestructura pesada (Salanié, 2000), por lo que es necesario una regulación de los precios que garanticen el bienestar de los consumidores. Para ello existen varios métodos de control, no obstante, no todos son óptimos para alcanzar dicho fin. Tal es el caso de la regulación por tasa de rendimiento que pretende lograr un precio deseable para los consumidores y un rendimiento justo sobre el capital de los inversionistas; sin embargo, tiende a estimular el uso excesivo de capital y desalentar la producción eficiente (Schotter, 1997). El enfoque propuesto por los autores logra superar este problema y ofrece a los inversionistas un incentivo para alcanzar la eficiencia sin mermar el excedente del consumidor.

Con base en lo señalado por la Sener (2016), para lograr una transición energética a un sistema con mayor presencia de energías limpias, eficiente, y que garantice satisfacer las necesidades de la sociedad en materia de electricidad, es necesario una planeación que promueva el uso de energías renovables siempre y cuando se garantice el suministro

eléctrico<sup>3</sup>. Para ello se requiere ampliar de forma estratégica la infraestructura del sistema eléctrico. Por tal motivo, en el marco de la nueva Ley de la Industria Eléctrica se considera la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, como áreas estratégicas para impulsar el desarrollo económico y social del país. De aquí la importancia de establecer un marco regulatorio óptimo que formule los incentivos adecuados para la expansión de la red y la eliminación de problemas de congestión, con la finalidad de promover un desarrollo real del mercado eléctrico tal como lo propone la Reforma Energética.

### **Puntos por esclarecer, discutir o comprender mejor**

Uno de los puntos que no parecen claros en el artículo es el que se refiere a las causas de las diferencias de resultados entre los enfoques de la CRE y el del modelo HRV. Los autores no explican realmente cuál es el enfoque de la CRE (planeación, definición de una tarifa con incitaciones en *revenue cap*, igualdad territorial, etc.). Si la tarifa de la red es la misma en todo México ello se explica porque detrás se encuentra una preocupación de equidad territorial y de solidaridad entre las regiones. Es por ello sin duda que los autores encuentran diferencias de bienestar. Una opción política de solidaridad entre regiones mexicanas justificaría una perecuación. ¿Da el modelo HRV la espalda a ese principio? (el eterno debate entre eficiencia y equidad).

Nos parece necesario que los autores expliquen por qué debería hacerse un *nodal pricing* en México cuando no se ha instaurado plenamente aún un mercado eléctrico. Deberían explicar las causas de las diferencias territoriales y reconocer que ponen en tela de juicio el principio de uniformización territorial. La ganancia de eficiencia que obtienen es muy limitado porque no da ninguna señal-precio eficiente para la localización de los productores (clásicos, solar, eólica, etc.) y de los grandes consumidores.

La fijación de precios para la transmisión es una tarea complicada. Si consideramos que se trata de un bien que no se puede almacenar, aunado a las restricciones en la capacidad de transmisión, se puede intuir que la fijación del precio en el muy corto plazo resulta de gran importancia para evitar problemas de congestión. Asimismo, los precios son la pauta para la toma de decisiones de operación e inversión por parte de las compañías de transmisión, generación y de distribución. De igual manera, la función de costos es un componente importante para la fijación de precios. En el caso de la función de costos de transmisión, ésta es afectada por los flujos circulares de la electricidad, pérdidas de energía y servicios auxiliares (Vogelsang, 2005). A este respecto, en el artículo en comento no se

---

<sup>3</sup> Este es un tema crucial que está dando lugar a resultados sorprendentes, como se informó hace unos días en La Jolla energy conference patrocinada por el UC San Diego Insitute of the Americas: “there is no technical impediment to California getting all of its energy from renewables – now. In simple terms, this means all power could come from sources like wind, solar and hydro without reliance on fossil fuels. This has been the position of environmental groups and renewable energy companies. **But not utilities, which typically argue that the grid still requires fossil electricity for stability, because renewables come and go**”. Véase: “Sempra VP surprises, says 100 percent renewable grid is possible now, by Ingrid Lobet, *May 26, 2017*”. (El resaltado es nuestro).

precisan las variables que comprende la función de costos utilizada en modelo para la maximización de los beneficios en el *upper level*, únicamente se sabe que los costos están en función de la capacidad.

### **Algunos puntos por comprender mejor**

1. Se tiene ahora una regulación tradicional de cálculo del ingreso medio en el nivel nacional con una parte fija y una parte variable, la cual refleja las pérdidas de transporte y el costo de *re-dispatching*, con un *revenue cap* y una distribución entre lo que inyectan los productores y lo que retira el distribuidor regional. Se entiende que la tarifa es la misma en todos los estados, incluida Baja California.

El sistema se ve acompañado –o se ha visto acompañado hasta ahora– de una planeación del desarrollo de la red en el cual se ha intentado absorber las congestiones y anticipar el desarrollo localizado de las necesidades. Las inversiones anticipadas han sido tomadas en cuenta en el cálculo de la tarifa, la cual se alinea más o menos sobre el costo marginal de largo plazo. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) no ha tenido necesidad de incitaciones por medio de tarifas para implantar líneas ya que tiene su modelo de optimización de la red, que se supone tiene precios duales que orientan los resultados del programa de optimización.

No se entiende entonces cómo los autores manipulan las fórmulas de cálculo del regulador para encontrar tarifas "pago de los productores" y "pago de los consumidores" a lo largo de los 11 períodos que cubren, como si no hubiera precios uniformes<sup>4</sup>.

2. El *nodal pricing* sólo tiene sentido si se tiene un mercado liberalizado con un *power exchange* que proporcione precios hora por hora y cuyos cálculos son complejos definiendo un precio en cada nodo, reflejando los precios las pérdidas de transporte y los eventuales re-despachos a los puntos de congestión. Este es el caso de México, de acuerdo a información de CENACE: el mercado de corto plazo inició sus operaciones en enero de 2016 para el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado Nacional y durante marzo inició para el Sistema Interconectado de Baja California Sur. Sin embargo, los mercados de Tiempo Real y de Hora en Adelanto aún no han iniciado (Cenace, 2017). Ese tipo de tarificación tiene sentido en las redes dispersas y poco malladas como las de Baja California en donde hay puntos de congestión, líneas por construir y en donde es necesario orientar las opciones de localización de los productores en función de las escaseces en la red. A este respecto, las tarifas obtenidas por los autores no son representativas como para poder ser comparadas con las calculadas por la CRE a nivel nacional en función de las

---

<sup>4</sup> De acuerdo a la Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la CFE por el servicio público de Transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018. Fue publicada en noviembre de 2015; las tarifas de transmisión son las mismas para todo el país:

- para los generadores: Para una tensión >220Kv es de 0.0499 pesos/kWh y para una tensión < 220kV es de 0.0904.

- para los consumidores: Para una tensión >220Kv es de 0.0625 pesos/kWh y para una tensión < 220kV es de 0.1424.

características del mercado eléctrico de la región de Baja California. Los autores no muestran una evidencia empírica donde demuestren que las tarifas variables del resto del país convergen a los mismos valores que las tarifas variables de la región de estudio. Por cierto, los autores trabajan con 31 nodos y toman en cuenta 15 proyectos posibles en Baja California con extensiones y costos precisos. Hablan enseguida de 6 zonas de tarificación, pero no dicen cómo se pasa de 31 precios nodales a esas 6 tarifas localizadas.

**2.1.** Si se admite la lógica de los autores se debería admitir que el modelo de la red de CFE no da un buen óptimo de transporte y que ellos identifican otro óptimo de la red en Baja California.

**2.2.** Para tomar en cuenta los precios de mayoreo, los autores hacen como si hubiera un mercado por hora (simplificando en algunos períodos) y se refieren al costo variable de la central que sería marginal en Baja California. ¿Son pertinentes esos precios? ¿No deberían integrar el hecho que equipos funcionando con energías renovables son de aportaciones variables, de costo variable nulo, que van a orientar los precios de corto plazo a la baja (haciendo difíciles las inversiones en producción) y a crear problemas de congestión temporal (demasiadas aportaciones respecto a las necesidades horarias del distrito o, inversamente, necesidad de aportaciones de otros distritos en caso de no haber aportaciones de renovables). Lo que sería necesario es un modelo de optimización conjunta de las inversiones de producción y de transporte.

Por otra parte, Kunz et al. (2017) mediante un modelo de optimización de la generación de despacho obtienen los precios nodales de una representación simplificada del sistema de transmisión nacional. Éste comprende 44 nodos y 61 líneas de transmisión, dentro del sistema interconectado del país, excluyendo la región aislada de Baja California debido a que no se encuentra conectada a la red nacional. Dichos precios muestran diferencias a nivel regional en función de la capacidad de transmisión y del factor estacional, es decir, para la región norte los precios nodales son más altos durante el verano debido a la limitada capacidad de transmisión hacia las regiones del sur. De tal forma que no se puede asumir que los precios nodales de la región de Baja California se comportan de la misma manera que los precios del resto del país<sup>5</sup>.

**2.3.** La asignación eficiente de recursos en los mercados competitivos parte de la premisa de que los bienes que se intercambian, deben reflejar su costo de oportunidad. Por ello, una fijación eficiente del precio debe comprender todos los costos de oportunidad reflejados en el costo marginal (Pindyck & Rubinfeld, 2009, pág. 320).

Por tal motivo, en los modelos económicos para la expansión de la red de transmisión deben incluir tanto los costos por congestión como los costos por pérdidas

---

<sup>5</sup> Cabe hacer notar que el modelo utilizado para la obtención de los precios nodales no es el mismo que se utiliza en el artículo que se comenta. No obstante, no se puede asumir sin argumentación previa que los precios nodales de la región aislada de Baja California, tienen el mismo comportamiento que los del sistema nacional de transmisión. Asimismo, las demandas de energía eléctrica están en función de la actividad económica de sus sectores, misma que tampoco se compara con la actividad económica del resto del país.

dentro de los precios locales, así como la planificación de la inversión. Cabe señalar que los precios marginales locales de los mercados mayoristas en Nueva York y Nueva Inglaterra reflejan tanto el costo marginal por pérdidas como el costo marginal por congestión.

En relación con lo anterior, cuando se desestiman los Derechos Financieros de Transmisión de la tarifa calculada, aumenta la posibilidad de manipulación de los precios spot, la volatilidad y los riesgos asociados a dicho mercado spot (Finon, 2006, pág. 604). Asimismo, se dificulta alcanzar una expansión óptima de la red ya que no se contemplan las externalidades técnicas asociadas a los flujos de energía mediante un *price cap* ampliado que permita internalizar dichas externalidades al agregar restricciones adicionales relacionadas con el flujo de energía. De tal forma que si no existiesen dichas externalidades, se podría aplicar un *price cap* tradicional directamente como una restricción en la capacidad de transmisión y la Transco podría elegir los periodos de inversión en capacidad y por lo tanto los precios de congestión. Esto siempre y cuando el índice de precios de Laspeyres de congestión no supere el *price cap*. Por otra parte, si se considera que los costos de capital para la infraestructura de la transmisión son muy elevados, la tarifa fija que cubra dichos costos provocaría que un número considerable de consumidores abandonen el mercado generando ineficiencia en la asignación (Tanaka, 2005).

**2.4.** Un último punto: una tarifa en *nodal pricing* debe enviar a los inversionistas en producción una señal de localización con tarifas de inyección más elevadas en donde hay congestión, lo cual puede disuadir a un inversionista de ir a una parte del sistema en donde creará una congestión o, de manera inversa, ir a un lugar en donde va a desbloquear una restricción de la red mediante una instalación en una región detrás de un punto de congestión. Lo mismo en el caso de un consumidor muy grande. Todo eso se vuelve muy complicado en el caso de las energías renovables intermitentes. En este sentido, una inversión óptima en sentido económico debe considerar un intercambio entre la inversión adicional en transmisión y la reducción asociada en costos de congestión y de pérdidas, es decir, el incremento en costos por la inversión en transmisión debe igualarse a la reducción de los costos de la red (Joskow P. L., 2006). Esto pone en evidencia la importancia de considerar tanto los costos por congestión como los costos por pérdidas.

A lo anterior debe agregarse que la volatilidad característica de un mercado spot como el que se analiza genera dificultades para interpretar la tendencia de los precios y la toma de decisiones para la instalación de nuevas unidades. Para enfrentar estos riesgos se hace uso de técnicas de cobertura financiera que permitan a los inversionistas cubrirse de riesgos a largo plazo (Finon, 2006) y crear así incentivos financieros para invertir en nuevas capacidades. Por lo que los precios son indispensables como señales del mercado que permitan indicar oportunamente las restricciones en el suministro, con la finalidad de proveer señales de localización para los nuevos recursos; de igual forma se debe contemplar los cambios en la regulación de las tarifas de la red para facilitar su transformación en redes inteligentes (Finon, 2017), mismas que permitirían una óptima



utilización del recurso y atender al mismo tiempo a las necesidades y compromisos frente al cambio climático.

Los autores ponen elasticidades-precio de consumos para que funcione su modelo. Pero, por un lado, los consumidores domésticos o industriales no reaccionan al cambio de precios en el corto plazo. Por el otro, el incentivo de localizarse en otro lado, en una parte congestionada, no es tomada en cuenta de ninguna manera.

### **Consideraciones finales**

La reforma energética en México, de manera particular en su vertiente eléctrica, ha traído cambios radicales en la forma de organización del sector. La introducción del mercado en todas las fases y niveles, al mismo tiempo que se busca instaurar medidas que lo regulen, no ha desembocado aún en México en un modelo claro de organización de la industria. Los autores del artículo objeto de esta nota, L. Rubí Espinosa y Juan Rosellón, no solamente contribuyen con sus análisis y propuestas a un mejor entendimiento de los cambios que se están llevando a cabo en México en el sector energético, sino que incitan fuertemente a que tanto estudiantes como investigadores asuman el desafío de estudiar seriamente esos cambios.

Por lo anterior, y para no alargar más esta nota, terminamos con el llamado que hacen dos autores claves en los temas que se abordan en el artículo al que nos hemos referido, uno de ellos Premio Nobel de Economía:

*The challenge for future research is to develop regulatory mechanisms that facilitate efficient investment and operating decisions by incumbent regulated network transmission owners, stimulate merchant investment when it is more efficient, and convey the net benefits of efficient investment and operating decisions made by both regulated and merchant transmission owners to consumers.” (Joskow & Tirole, 2003, pág. 60)*

### **Bibliografía y referencias**

Cenace. (2017). *Sistema de Información del mercado*. Retrieved from <http://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx>

Finon, D. (2006). Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and South. Differences in the need for suitable institutional arrangements. *Energy Policy*(34), 601-618.

Finon, D. (2017, Junio). Special section: Towards hybrid market regimes in the power sector. *Energy Policy*, 105, 547–549.

- Joskow, P. L. (2006). *Competitive Electricity Markets and Sustainability*. (F. Lévêque, Ed.) Estados Unidos: Edward Elgar.
- Joskow, P. L., & Tirole, J. (2003, Febrero). Merchant Transmission Investment. (N. B. Research, Ed.) *NBER Working Paper Series*(9534).
- Kunz, F., Rosellon, J., & Kemfert, C. (2017). Introduction of Nodal Pricing into the new Mexican Electricity Market through FTR Allocations. *The Energy Journal*, 38, 157-172.
- Leautier, T.-O. (2000). Regulation of an Electric Power Transmission Company. *The Energy Journal*, 21(4), 61-92.
- Littlechild, S. (2003, Junio 12). Transmission regulation, merchant investment, and the experience of SNI and Murraylink in the Australian National Electricity Market. (U. o. Cambridge, Ed.) *Energy Policy Research Group*.
- Littlechild, S. (2012, Diciembre). Merchant and regulated transmission: theory, evidence and policy. *Journal of Regulatory Economics*, 42(3), 308–335.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomía*. Madrid, España: Pearson.
- Raa, T. (2013). *Microeconomics: Equilibrium & Efficiency*. Estados Unidos: Palgrave macmillan.
- República, P. d. (2014, 08 11). Ley de la Industria Eléctrica. *DOF*. México.
- Schotter, A. (1997). *Microeconomics: A modern approach*. Massachusetts, Estados Unidos: Pearson.
- Salanié, B. (2000). *Microeconomics of Market Failures*. Massachusetts, Estados Unidos: MIT Press.
- Sener. (2016). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030*.
- Steiner, F. (2000). Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry. *ECO/WKP(2000)11*.
- Tanaka, M. (2005, Mayo). Optimal Transmission Capacity under Nodal Pricing and Incentive Regulation for Transco. *Discussion Paper Series 05-E-021*.
- Vogelsang, I. (2005, Mayo). Electricity transmission pricing and performance-based regulation. *CESIFO Working Paper*(1474).