





# Perspectivas

# La transformación de la industria eléctrica mexicana: el impacto de la regulación tarifaria

*The transformation of Mexican electricity industry: the impact of rate regulation*

Oscar Alejandro Gómez Romero\*

## Palabras clave

*Competencia Perfecta*

*Monopolio*

*Regulación tarifaria*

*Mercados Eléctricos*

*Eficiencia*

## Key words

*Perfecto Competition*

*Monopoly*

*Rate Regulation*

*Electricity markets*

*Efficiency*

**Jel:** *L11, L41, L51, L91*

\* Afiliación institucional: Secretaría de Economía y UNAM-FE  
Correo: alexgz11@hotmail.com y alejandro.gomez@economia.gob.mx

## Abstract

This article focuses on the tariff rate impact on markets where some of the value chain segments are regulated and open up to competition. In particular it considers the experience of the Mexican electricity industry reform implemented since 2013, that opened to competition generation (upstream) and retail (downstream) activities. The tariff rate impact should not only be considered between activities such as transmission and distribution with respect to generation and commercialization, but also within commercialization, for example, where there is a market with tariff regulation and open to competition.

## Resumen

Este artículo se centra en el impacto tarifario en mercados en los que coexisten actividades reguladas y actividades abiertas a la competencia dentro de la cadena de valor. En particular, considera la experiencia de la reforma en la industria eléctrica mexicana implementada en 2013 que abrió a la competencia las actividades de generación (aguas arriba) y comercialización (aguas abajo). El impacto tarifario no sólo se debe considerar entre actividades tal como la transmisión y distribución respecto a la generación y comercialización, sino que dentro de una actividad tal como es el caso de la comercialización, en donde existe un mercado con regulación tarifaria y uno abierto a la competencia.

## Introducción

En sus inicios las empresas de la industria eléctrica se desarrollaron con una estructura verticalmente integrada. Sin embargo, en las últimas décadas tras los procesos de liberalización de los mercados eléctricos en distintos países alrededor del mundo se han separado las empresas de manera vertical y horizontal, buscando crear competencia en las actividades donde es posible y establecer una regulación tarifaria

donde no lo es. Este cambio sobre la organización industrial de los mercados eléctricos se debe principalmente a los avances tecnológicos y el desarrollo de las políticas económicas enfocadas a la competencia y a la regulación económica.

Dado que las actividades de la industria eléctrica se diferencian por el grado de competencia el cual se pueden lograr, los gobiernos han implementado diferentes esquemas de regulación y organización de los mismos. Por ejemplo, el estudio del monopolio natural y su manera de regularlo ha dado una amplia literatura sobre esquemas tarifarios que han sido aplicados a las actividades de transmisión y distribución, creando metodologías como las basadas en los costos de servicio y los basados en incentivos. Mientras que en el suministro, la aplicación de tarifas ha tenido como objetivo proteger y promover el acceso a la energía eléctrica, de manera que las empresas suministradoras se han sujetado a esquemas tarifarios basados en costos eficientes y en algunos casos subsidiados.

El caso de México no es la excepción, ya que en los últimos años la empresa estatal ha tenido grandes modificaciones en su estructura funcional, ya que las actividades de generación y comercialización se abrieron a la competencia, mientras que para las actividades de transmisión y distribución al ser monopolios naturales tienen una regulación tarifaria, la cual le permite cubrir sus costos de operación y mantenimiento. Es decir, la tarifa final o el precio en el mercado minorista será la suma del precio de algunos productos en el mercado mayorista en donde participan los generadores (entre otros) y las tarifas calculadas por el órgano regulador para las actividades intermedias previas a la comercialización.

## 1. Antecedentes de la Industria eléctrica mexicana

La historia de la industria eléctrica mexicana inició en la época del Porfiriato, la cual estuvo dominada por la presencia de capitales europeos, canadienses y norteamericanos, alcanzando una capacidad instalada de 50 MW para 1910, el cual se vio dominando en gran medida por tecnologías térmicas y en una pequeña proporción de hidroeléctricas. Un rasgo característico de este periodo fue la baja participación del Estado mexicano como eje rector del desarrollo, que se vio reflejada en un bajo gasto e inversión en la industria eléctrica (De la Garza Toledo, 1994)

En 1937, durante el sexenio del presidente Lázaro Cárdenas, se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuyo propósito era organizar y dirigir la industria eléctrica nacional en sus diferentes actividades, beneficiándose de las economías de escala con el objetivo de alcanzar un mayor bienestar enfocado a los intereses generales. La creación de la CFE parte de la necesidad de una legislación adecuada en materia de electricidad y empleo de recursos hidráulicos para el pleno desarrollo y desenvolvimiento energético (Ortega, 2016. p.90). Para 1940, la capacidad instalada en el país se elevó a 681 MW, representando el 57.1% las hidroeléctricas y el 42.9% las termoeléctricas.

Para 1960, la capacidad instalada en México era de aproximadamente 2,308 MW, de la cual la CFE tenía una participación de mercado del 54%. El 27 de septiembre de ese mismo año, durante el sexenio del presidente López Mateos, se nacionalizó la industria eléctrica, por lo que el Estado mexicano tomó el control de la compañía denominada *Mexican Light and Power Company*. Esta época se distinguió por la inversión en obras de infraestructura, importantes centros generadores, así como la

instalación de nuevas centrales eléctricas que para 1971 alcanzaron una capacidad instalada de 7,874 MW (CFE, 2019).

En los años 90 se permitió otra vez la participación del sector privado, el cual se fortaleció y llegó a representar casi un 50% de la capacidad instalada en el país. Posteriormente, en 2009, el Ejecutivo Federal expidió el Decreto de extinción de la empresa pública de energía eléctrica Luz y Fuerza del Centro, con el argumento que no era financieramente autosuficiente y representaba un costo tan elevado que no resultaba conveniente para la economía nacional ni para el interés público mantenerlo funcionando (Diario Oficial de la Federación, 2009).

Hasta 2013, la industria eléctrica mexicana se caracterizó por tener un monopolio verticalmente integrado propiedad del Estado mexicano, por lo que todas las actividades las llevaba a cabo la CFE bajo el servicio público con la salvedad de una participación de privados en la generación.<sup>1</sup>

## 2. La nueva organización de la industria eléctrica mexicana

En 2013, el Gobierno Federal promulgó la Reforma Energética (LA REFORMA) que modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Estas modificaciones dieron como resultado un cambio radical en la industria eléctrica, que pasó de un modelo de empresa verticalmente integrada a uno en donde las actividades de generación y comercialización se abrieron a la competencia. Así, la Ley de Industria Eléctrica (LIE) dividió a la industria eléctrica en 4 acti-

<sup>1</sup> La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (1992) contemplaba la participación de privados en modalidad como: i) autoabastecimiento; ii) cogeneración; iii) productores independientes de energía; iv) importaciones y exportación para autoconsumo.

vidades: *i*) generación; *ii*) transmisión; *iii*) distribución; y *iv*) comercialización.<sup>2</sup>

Por una parte, las actividades de generación y comercialización, que de acuerdo a la experiencia internacional son actividades potencialmente competitivas, se abrieron a la competencia. Asimismo, LA REFORMA contempló la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el que los generadores, suministradores y grandes usuarios con cargas mayores a 1 MW,<sup>3</sup> pudieran participar en un mercado competitivo cuyos precios no estuvieran regulados. De esta manera, el Estado mexicano permitió que las empresas privadas entraran a competir con la CFE, que pasó de ser una Empresa Paraestatal a una Empresa Productiva del Estado (EPE), cuyo objetivo es crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación a través de sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS).

Por otra parte, las actividades de transmisión y distribución quedaron bajo la figura del Servicio Público de Transmisión (SPT) y el Servicio Público de Distribución (SPD), respectivamente.<sup>4</sup> Toda vez que estas actividades tienen características de monopolio natural, LA REFORMA las dejó como áreas estratégicas en donde el Estado sigue manteniendo su titularidad, con posibilidad de celebrar contratos con particulares,<sup>5</sup> par-

ticipando en la actividad de transmisión a través de la EPS de CFE Transmisión y en la actividad de distribución mediante la EPS de CFE Distribución. Asimismo, es importante mencionar que dada la existencia de un monopolio natural y la existencia de asimetrías de información entre el regulador y el regulado estas actividades están bajo una regulación tarifaria (Laffont & Tirole, 1991) emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que estima dichas tarifas con base en costos eficientes.

Asimismo, LA REFORMA consideró la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como el operador independiente del sistema. El CENACE se encarga de ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, de la operación del MEM y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD). Siendo fundamental esta última atribución para promover tanto el MEM, como el mercado de suministro a usuarios finales, ya que establece de manera implícita una separación operativa<sup>6</sup>, que con base en la OCDE (2002) separa la operación de los activos de la RNT y las RGD, y las deja bajo control del CENACE para eliminar los incentivos de la CFE de negar el acceso, tanto aguas arriba (a los generadores) como aguas abajo (a los suministradores).

2 El art. 2 de la LIE indica que “*La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria.*”

3 Con base en la LIE en el Décimo Quinto Transitorio se tiene que en 2014 se consideraban Usuarios Calificados a cargas mayores a 3 MW, en 2015 a las de 2 MW y en 2016 a las de 1 MW.

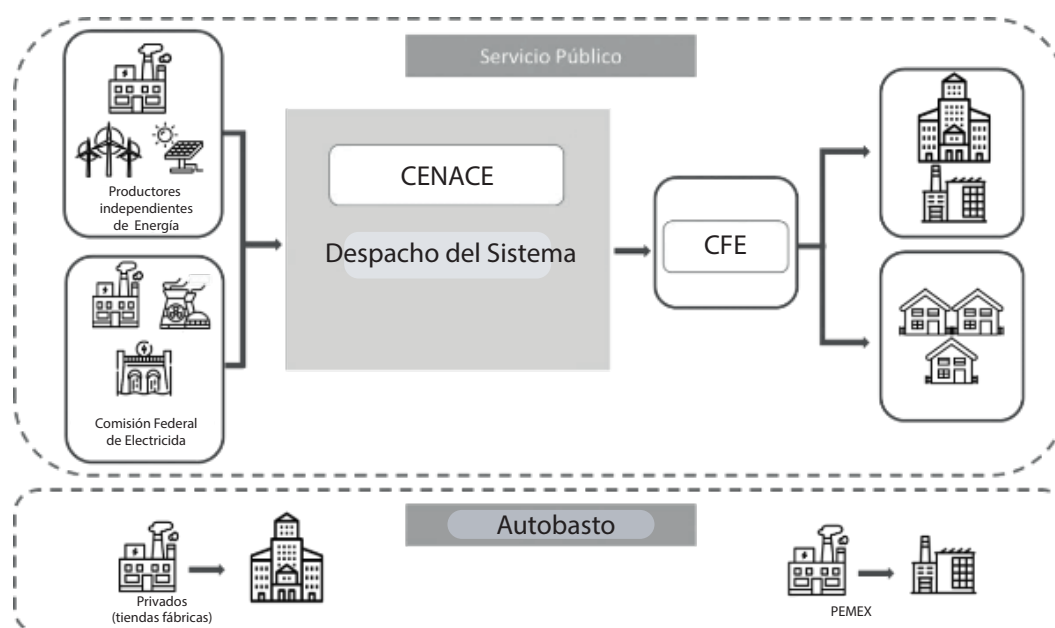
4 Para el caso de la empresa de distribución se planteó una separación horizontal por regiones.

5 El Art. 30 de la LIE indica que “El Estado podrá

[...] asociarse o celebrar contratos con particulares para que se lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.”

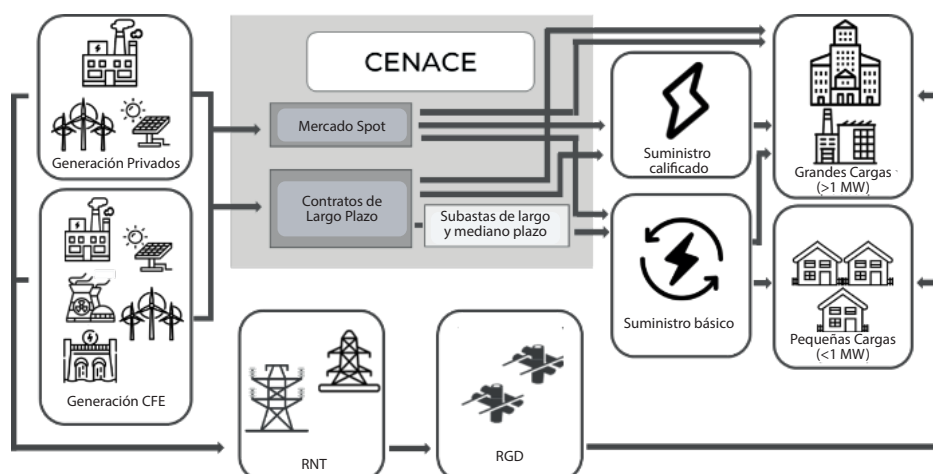
6 Con base en la OCDE (OCDE) la separación operativa toma lugar en el componente no competitivo y lo deja bajo control de una entidad independiente, en caso particular de los mercados eléctricos hace referencia a los Operadores Independientes del Sistema.

**Figura 1** Estructura de la industria eléctrica previo a la Reforma



Fuente: elaboración propia con información de la Ispee

**Figura 2** Estructura de la industria eléctrica mexicana después de la Reforma



Fuente: elaboración propia con información de la lie.

Nota: El diagrama representa una simplificación del flujo de energía eléctrica y las relaciones entre las actividades.



En 2018, la capacidad de generación de energía eléctrica fue de 70,053 MW teniendo una tasa de crecimiento anual del 3.1% respecto al 2017. De la capacidad de generación, el 66.8% corresponde a tecnologías convencionales,<sup>7</sup> mientras que 33.2% corresponde a tecnologías de energías limpias.<sup>8</sup> Por su parte, de los 317,278 GWh de generación de energía eléctrica las tecnologías convencionales produjeron 76.8% y las tecnologías limpias el 23.2%. Adicionalmente, respecto al total de capacidad instalada, se identifica que el 59.2% es propiedad de la CFE, mientras que el 19.2% corresponde a empresas privadas bajo modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE) y el 21.6% restante a privados bajo esquemas legados. (PRODESEN, 2018, p. 28)

Dado lo anterior y para evitar que la CFE ejerciera su poder de mercado, en 2016, la Secretaría de Energía (SENER) realizó una asignación de activos del parque de generación dentro de la CFE. La separación horizontal en la actividad de generación realizada por la SENER dio como resultado que la CFE se dividiera en 6 EPS de generación.<sup>9</sup> El siguiente cuadro muestra la asignación de los activos de generación dentro de las 6 EPS:

7 Las centrales del tipo convencionales son: i) ciclo combinado, ii) termoeléctrica convencional, iii) carboceléctrica, iv) turbogás, v) combustión interna, y vi) lecho fluidizado.

8 Las centrales del tipo limpias son i) hidroeléctrica, ii) eólica, iii) geotérmica, iv) solar, v) bioenergía, vi) generación distribuida, vii) nucleoelectrica, viii) cogeneración eficiente, y ix) frenos regenerativos.

9 Teóricamente con base en el modelo de Cournot, se tiene que 5 empresas simétricas en un mercado generarían un Índice de Herfindahl Hirschman de 2,000 puntos, lo que en términos de la política de competencia indicaría que ese mercado es competitivo.



**Cuadro 1. Separación de activos de la CFE entre las EPS**

Núm.	EPS	Número de Centrales	Capacidad MW	Generación GWh
1.	CFE Generación I	44	6,837	28,291
2.	CFE Generación II	32	8,161	30,420
3.	CFE Generación III	34	7,889	31,062
4.	CFE Generación IV	20	7,997	30,344
5.	CFE Generación V <sup>1/</sup>	35	13,247	86,272
6.	CFE Generación VI	60	7,971	31,909
	TOTAL	225	52,102 <sup>2/</sup>	238,298

<sup>1/</sup> A esta EPS le asignamos todos los activos de generación que corresponde a los PIE.

<sup>2/</sup> La diferencia entre este total y el PRODESEN 2019 se deben a que la información de este cuadro corresponde a la información presentada en el PIIRCE 2018 respecto a la información de las centrales que se publicaron el Acuerdo de Asignación de Activos de Generación.

Fuente: elaboración propia con base en la Sener, el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la CFE, Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la CFE e Informe anual CFE 2018.

Para la asignación del parque de generación de la CFE, la SENER realizó un análisis semejante al que se efectúa en un caso de una concentración. Es decir, la SENER buscó que cada uno de los mercados relevantes tuviera un Índice de Herfindahl Hirschman (IHH) por debajo de los 2,000 puntos. Dicho análisis contempló 300 mercados relevantes considerando: *i)* 2 escenarios, 2016 y 2022, teniendo en cuenta que, para el momento del estudio, se tenía contemplado la entrada de nuevas centrales en el 2022; *ii)* los 50 nodos más representativos en el Sistema Eléctrico Nacional; y *iii)* los tres tipos de demanda (base, intermedia y punta) dado que en los mercados eléctricos el poder de mercado varía durante y a lo largo del día y/o año debido a los diferentes tipos de tecnologías, las cuales pueden ser despachables o no despachables. Igualmente, es importante mencionar que la SENER buscó equilibrar la asignación de los activos de generación, no sólo dentro de cada uno

de los mercados relevantes, sino en la matriz de generación de cada una de las EPS.<sup>10</sup>

El 25 de marzo de 2019, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación un Acuerdo modificatorio a los “Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad” argumentando que no se había cumplido el propósito de fomentar la operación eficiente del sector eléctrico, ni una participación competitiva dentro de la industria energética debido a que la reorganización que se había llevado a cabo dentro de la CFE tuvo como resultado incremento en los costos y una reducción en la eficiencia operativa y administrativa. Entre las ineficiencias, la SENER cita casos de centrales que bajo su criterio fueron separadas operativamente, ya que pudieron

<sup>10</sup> Es importante mencionar que otro objetivo de LA REFORMA fue el establecimiento de metas de la capacidad instalada de energía eléctrica a través de tecnologías en energías limpias (renovables), por lo que para el 2024 el parque de generación a través de estas tecnologías debe ser del 35%, por lo que se pretende cambiar la matriz energética.

operar dentro de una misma EPS, como la termoeléctrica de Río Escondido o la hidroeléctricas de Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas. Asimismo, ese mismo Acuerdo menciona una disminución de la disponibilidad de las centrales de generación de CFE, de 86.65% en 2015 a 76.89% en 2018, y de eficiencia térmica que pasó de 33.90% a 33.45%.

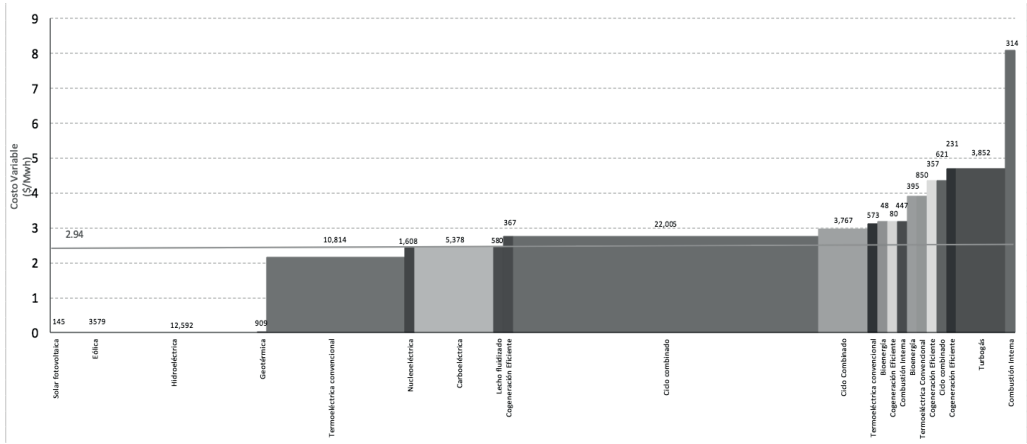
Respecto a lo anterior, existen una amplia literatura como Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel (1999) que critica el uso de índices de concentración como el IHH para el análisis de competencia en los mercados eléctricos, debido a que el IHH proviene de un modelo de Cournot en el cual la variable estratégica son las can-

tidades y los mercados eléctricos se basan en proceso de subastas. Asimismo, Fabra (2010) indica que en los mercados eléctricos cuando las empresas tienen un mix tecnológico similar, ellos estarían compitiendo entre en cada segmento; en cambio, si tienen un mix tecnológico diferente estas podrían comportarse prácticamente de manera independiente respecto a sus rivales.

La siguiente gráfica presenta el orden de mérito de las centrales eléctricas mexicanas con base en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) respecto a la capacidad instalada.

Gráfica 1

Orden de mérito de las centrales eléctricas en México por capacidad (MW) con base en el piirce en 2018

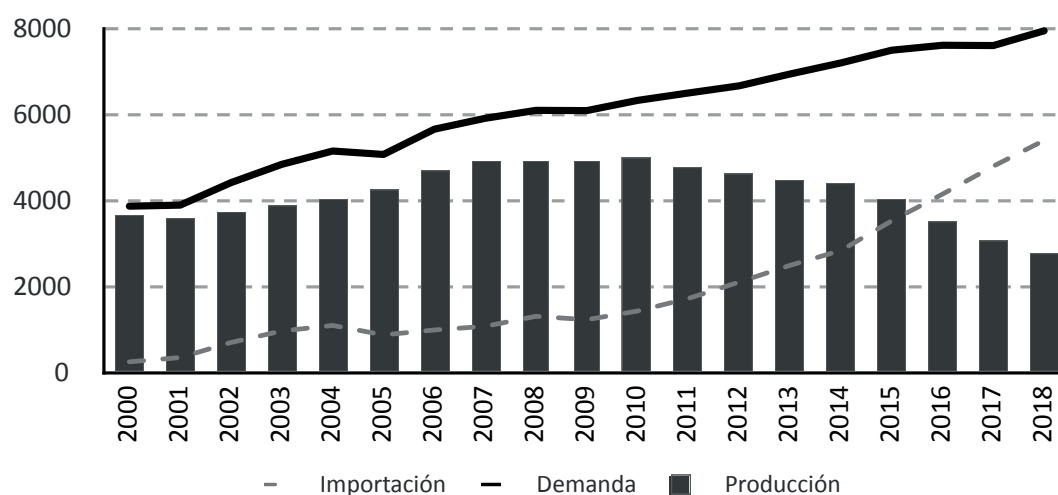


Fuente: elaboración propia con información del PIIRCE 2018.

Como se puede observar gran parte de las tecnologías en el parque de generación son térmicas, siendo el gas natural uno de los principales combustibles, que es utilizado para las centrales de ciclo combinado y las de turbo gas. El principal problema que México enfrenta es la alta dependencia de las importaciones de gas

natural principalmente de Estados Unidos, que con base en el Sistema de Información Energética (SIE) de los 7,953.3 mmpcd<sup>11</sup> demandados a nivel nacional en 2018, 5,413.6 mmpcd fueron importados y el resto de producción nacional. La siguiente gráfica muestra la evolución del consumo, producción e importación del gas natural:

**Gráfica 2** Producción, consumo e importaciones de gas natural en México, 2000-2018 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: elaboración propia con base en el SIE, 2019.

11 Miles de millones de pies cúbicos diarios.

Esta situación podría poner a México en riesgo debido a esta dependencia de un único país. Esto toma relevancia por dos razones: *i*) de los 7,618.7 mmpcd de la demanda nacional en 2018, el sector eléctrico demandó el 50.8%; y *ii*) dado que las centrales térmicas son las tecnologías marginales, un mercado poco competitivo de gas natural afectaría al mercado eléctrico en el corto plazo con precios elevados, a pesar de la existencia de un orden de mérito establecido por el CENACE para el despacho. Asimismo, a pesar de que existe obligación de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio por parte de los transportistas de gas natural, privados y del Centro Nacional de Control de Gas Natural, existe una gran dependencia de las empresas de generación respecto a la filial de la CFE que suministra este insumo. Esta restricción vertical entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico puede generar distorsiones en el segundo mercado, donde las empresas pueden llegar a tener pérdidas por el acceso a un insumo caro dado que el CENACE podría no reconocerle sus costos.

Por lo anterior, es importante mencionar, que la introducción de las tecnologías renovables, se debe ver como un complemento al sistema, ya que si bien son intermitentes, estas pueden ofrecer energía eléctrica a un menor precio que las tecnologías térmicas (ver Gráfica 1), es decir, la diferencia entre el costo de generación de una tecnología renovable y una térmica es el costos de oportunidad de generación entre ambas tecnologías, situación que inevitablemente beneficiaría a CFE Servicio de Suministro Básico (CFE SSB) y al Gobierno Federal respecto al subsidio que se le otorgan a los hogares, que en 2020 fue de 70 mil millones de pesos.

#### 4. El mercado minorista mexicano

El mercado minorista se dividió en dos grupos: *i*) el Suministro Básico y *ii*) el Suministro Calificado. Los Suministradores de Servicios Básicos (SSB), son los encargados de proveer el suministro eléctrico a cargas menores a 1 MW y a todas aquellas cargas mayores a 1 MW que contrataron el servicio de suministro previo a la emisión de la LIE, siempre y cuando no decidan cambiarse al Suministro Calificado. Este segmento del mercado, al igual que el SPT y SPD, está sujeto a una tarifa regulada emitida mensualmente por la CRE, en donde incluye el subsidio por parte del Gobierno Federal a los hogares.<sup>12</sup> Actualmente solo opera en el mercado la EPS CFE SSB, y se encuentra en proceso de iniciar actividades en el MEM Enlace y Representación Gubernamental T&M, S.A. de C.V.<sup>13</sup>

Es importante mencionar que con base en la LIE, CFE SSB y cualquier otro SSB que llegue a operar en el futuro deberá celebrar Contratos de Coberturas Eléctricas exclusivamente a través de las Subastas de Mediano y Largo Plazo que realice el CENACE. Lo anterior con el objetivo de que el SSB adquiera los productos de Energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) a través de procesos transparentes y competitivos. El siguiente cuadro muestra los resultados de las Subastas Eléctricas de Largo Plazo llevadas a cabo a la fecha:

12 La regulación de la comercialización de la energía eléctrica se realizará a partir de suministradores calificados, suministradores de último recurso y suministradores de servicios básicos. Esta nueva estructura faculta a la CRE a determinar las metodologías para determinar las tarifas de suministro básico y precio máximo de último recurso, emitir opiniones sobre los contratos de cobertura de suministro básico, reglas para asignar usuarios de último recurso y establecer ingresos recuperables y objetivos de cobranza para suministro básico.

13 CENACE, Participantes de Mercado. [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2019/08.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Agosto-2019\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2019/08.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Agosto-2019).pdf)

## Cuadro 2. Resultados de las Subastas de Largo Plazo, 2015-2017

Núm.	Subastas	Cantidad Asignada			Precio promedio (USD/MWh)
		Energía (MWh)	CEL (Unidades)	Potencia (MW-año)	
1.	Primera 2015	5,402,880	5,380,911	0	47.7
2.	Segunda 2016	8,900,000	9,300,000	1,187	33.47
3.	Tercera 2017	5,492,575	5,952,575	592.6	20.57

Fuente: elaboración propia con base en la SENER y CENACE

Nota: el precio promedio de energía limpia (Energía + CEL) se calculó considerando el precio ofertado en MWh más los CEL ofertados.

46

Durante las primeras dos Subastas Eléctricas de Largo Plazo, CFE SSB fue el único suministrador que estaba comprando los tres productos a través de este mecanismo, y no fue hasta 2017 que los Suministradores de Servicios Calificados (SSC) comenzaron a participar junto con CFE SSB. Sin embargo, no se debe olvidar que los SSC no están obligados a participar en dichas subastas. Respecto a este punto, es importante enfatizar que no es conveniente obligar al SSB a participar o a comprar más productos de los que necesita sólo para que los SSC se beneficien de la externalidad positiva que genera la demanda del primero (al atraer mayor participación de Generadores) dado que a la fecha aún tienen grandes cargas entre sus usuarios.

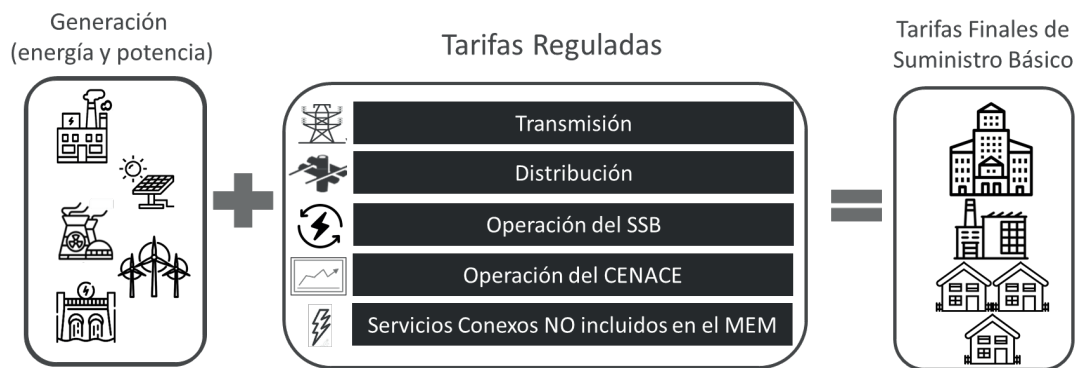
Por otra parte, el Suministro Calificado se creó para que cargas mayores a 1 MW tuvieran acceso a energía eléctrica más barata en comparación con las tarifas, dado que se ofrecen en condiciones de libre competencia. Es por esto que en LA REFORMA se pensó que dentro de este mercado entrarían los grandes consumidores, tales como la gran industria, comercios, entre otros; dando libertad tanto a los consumidores como a los SSC de establecer sus relaciones contractuales, siendo el mercado el que fije el precio y le dé dinamismo al mismo.

Adicionalmente, LA REFORMA considera la existencia de un Suministrador de Último Recurso (SUR), que tiene el objetivo de proporcionar el suministro eléctrico a aquellos Usuarios Calificados que lo requieran en caso de que su SSC se vea imposibilitado de proporcionar el suministro. Este tipo de suministrador, al igual que el SSB, está bajo regulación tarifaria por parte de la CRE, ente encargado de establecer un precio máximo. En caso de que no exista un SUR, el SSB será el que proporcione dicho suministro.<sup>14</sup>

Por lo anterior, la competencia en el mercado minorista regulado se dará a través de los precios al usuario final, ya que al ser la energía eléctrica un producto homogéneo no hay un gran margen para que los suministradores en el mercado regulado logren diferenciarse a través de la calidad del servicio. Por lo anterior, para el caso de SSB el órgano regulador sectorial debería fijar una tarifa propia para cada suministrador con base en sus costos eficientes, pero más que una tarifa fija uniforme para todos, ésta debería ser un *price cap*.

<sup>14</sup> Con base en el Artículo 58 de la LIE, en caso que no exista un suministrador de último recurso, el Suministrador de Servicios básicos será el que funja como tal.

**Figura 3** Composición de las tarifas finales de Suministro Básico



Fuente: elaboración propia con base en los Acuerdos A/038/2019 y el A/039/2019, así como las memorias de cálculo de las tarifas.

En un breve ejercicio, considerando el Acuerdo A/038/2019 de la CRE el cual se “expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”, con base en la memoria de cálculo, se tiene que la estructura de costos del SSB es de 553,535 millones de pesos para 2020, de los cuales el 63% corresponden al costo de generación, 11% al de transmisión, 19% al de distribución y el 6% al de operación del SSB.<sup>15</sup> Lo anterior, da una idea del mark-up al cual los SSB pueden manejar para competir entre ellos en este mercado con tarifas reguladas y la posible sinergia a presión competitiva que podrían hacer o recibir del mercado no regulado.

### 5. Los Servicios Públicos de Transmisión y Distribución

Tal como se mencionó previamente las actividades de transmisión y distribución se dejaron en

<sup>15</sup> El 1% restante corresponde a la Operación del CENACE y a los Servicios conexos no incluidos en el MEM.

manos del Estado como servicios públicos, con posibilidad de que la CFE pueda firmar contratos o asociarse con privados para desarrollar, financiar, instalar, dar mantenimiento, gestionar, operar y ampliar la infraestructura necesaria para prestar el servicio de transmisión y distribución. A la fecha, la CFE no ha desarrollado ningún proyecto que establece el artículo 30 de la LIE.<sup>16</sup> Por su parte, la regulación emitida por la CRE para las tarifas de transmisión y distribución la podemos encontrar en los Acuerdos A/045/2015 y A/074/2015, respectivamente. El siguiente cuadro muestra algunos elementos relevantes de las actividades de distribución y transmisión con base en esos Acuerdos:

<sup>16</sup> En esta modalidad se estaban desarrollando dos grandes proyectos: el primero era una línea de transmisión de corriente directa, Yautepec-Ixtépec, que pasaría por los estados de Morelos, Oaxaca, Puebla, Veracruz, Ciudad de México y Estado de México; y el segundo proyecto una línea de transmisión que interconectaría a las Baja Californias con el Sistema Interconectividad Nacional.

### Cuadro 3. Elementos de las tarifas de los servicios públicos de transmisión y distribución

Actividad	Base Regulatoria de Capital	Esquema tarifario	Tensión <sup>1/</sup>	Tipo de Cargo	Cargo a Usuarios
Distribución	Costo histórico	Cost-plus	< 69	Energía y Capacidad	Cargas (100%)
Transmisión	Costo histórico	Cost-plus	≥ 69	Energía (\$/kWh)	Cargas (70%) Generadores (30%)

<sup>1/</sup> Existen ciertos activos de transmisión que pueden ser menores a 69 kV y ciertos activos de distribución que pueden ser mayores a 69 kV.

Fuente: elaboración propia con base en los Acuerdos A/045/2015 y A/074/2015.

En general, los esquemas tarifarios se pueden dividir en dos: *i)* estructura tarifaria, donde se consideran elementos de diferenciación o tipos de cargo; y *ii)* requisitos de ingresos, que se basan en el activo base regulado, los esquemas tarifarios y la depreciación. Es importante mencionar que no existe un modelo único a seguir, esta si-

tuación depende de las particularidades de cada país, tales como el desarrollo histórico, las condiciones de los sistemas eléctricos, la propiedad de los activos y el control sobre ellos, entre otros. El siguiente cuadro muestra la base regulatoria y el esquema tarifario de algunos países de América Latina:

### Cuadro 4. Esquemas tarifarios en Transmisión y Distribución en América Latina

Núm.	País	Actividad	Base Regulatoria	Esquema tarifario
1.	Colombia	Transmisión	Costo de Reposición de Activos	Ingreso Regulado
		Distribución	Valor Neto de Retorno	Ingreso Máximo
2.	Chile	Transmisión	Valor Neto de Reposición	Yardstick Regulation
		Distribución	Valor Neto de Retorno	Yardstick Regulation
3.	Argentina	Transmisión	Costo histórico	Price Cap
		Distribución	Valor Nuevo de Reposición	Price Cap

Fuente: elaboración propia con información de CREG Resolución N° 011 de 2009 y Resolución N° 015 de 2018; CNE Ley N° 20.936 y Resolución exenta N° 827 y Resolución exenta N° 699; ENRE Resolución 0066/2017 y Resolución 0524/2017



## 6. Modelo de doble marginalización para el mercado eléctrico

El siguiente modelo pretende reflejar la lógica en la implementación de LA REFORMA dentro de la industria eléctrica mexicana, ya que establece la interacción entre el mercado mayorista y el minorista, en donde la empresa de generación (G) y la de suministro (S) buscan obtener márgenes de ganancia en sus respectivos mercados.

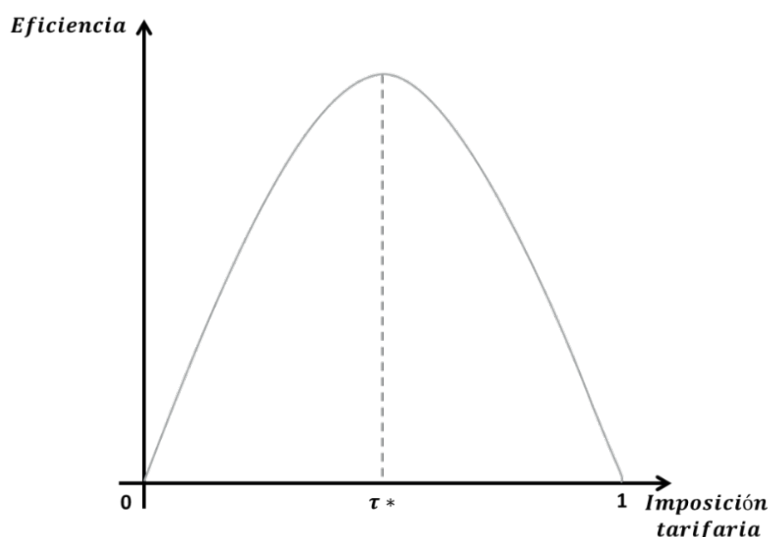
Los supuestos del modelo son: *i*) las empresas en sus respectivos mercados, aguas arriba y aguas abajo, tienen la libertad de fijar precios, siendo la única restricción sus costos; *ii*) el parámetro tarifario,<sup>17</sup> representado por  $\tau$ , es fijado exógenamente y establecido por el Órgano Regulador Sectorial, y sirve para adquirir recursos que sean destinados a las actividades

intermedias, tales como la transmisión, la distribución o incluso para la operación del operador del sistema; *iii*) la tarifa impuesta por el Órgano Regulador se comporta como la curva de Laffer, en un intervalo entre 0 y 1,  $\tau \in [0,1]$ ; y *iv*) la función de demanda de mercado que enfrentan las empresas es lineal y del tipo  $q = a - p$ .

Tal como se mencionó, la tarifa impuesta por el Órgano Regulador se comporta como la curva de Laffer, donde el eje de las  $\tau$  se mide la imposición tarifaria, y el eje de las  $E$  mide la eficiencia de la tarifa. El valor de  $\tau^*$  representa el valor tarifario óptimo, por lo que a la izquierda de  $\tau^*$  se tendrá una tarifa menor y con una eficiencia creciente, mientras que del lado derecho se tendrá una tarifa mayor con una eficiencia decreciente, la eficiencia puede ir directamente relacionada con la información con la cual cuenta el órgano regulador sectorial para realizar el cálculo de la tarifa

Imagen 1

Eficiencia Tarifaria del Órgano Regulador



Fuente: elaboración propia.

17 El modelo puede asumir en lugar de un parámetro una función, sin embargo, con fines de simplificar el análisis se asume un parámetro, ya que de asumir una función se tendría que el órgano regulador en efecto estaría maximizando la eficiencia.

Por otra parte, la empresa de Generación al maximizar sus beneficios enfrenta un costo  $c$  y fija un precio  $w$  al mercado aguas abajo. Mientras tanto la empresa Suministradora enfrenta el costo  $\tau$ , que es el precio fijado por la empresa generadora, y fija un precio  $p$  al usuario final.

Resolviendo por inducción hacia atrás, la empresa Suministradora enfrenta el siguiente problema de optimización:

$$\pi_S = (p - w - \tau)(a - p)$$

Obteniendo la Condición de Primer Orden:

$$\frac{\partial \pi_S}{\partial p} = a - 2p + w + \tau = 0$$

Despejando  $p$

$$p = \frac{a + w + \tau}{2} \quad (1)$$

Se sustituye la ecuación (1) en la función directa de demanda para obtener la cantidad que fijará el suministrador:

$$q = \frac{a - w - \tau}{2} \quad (2)$$

Considerando la primera etapa del juego, se sustituye el valor de  $q$  en la función de beneficios de la empresa de Generación:

$$\pi_G = (w - c) \left( \frac{a - w - \tau}{2} \right)$$

Se calcula la Condición de Primer Orden:

$$\frac{\partial \pi_G}{\partial w} = \frac{1}{2}(a - 2w - \tau + c) = 0$$

Despejando  $w$  se obtiene

$$w = \frac{a - \tau + c}{2} \quad (3)$$

Sustituyendo (3) en (1) se consigue el resultado del precio que pagará el Usuario Final

$$p = \frac{3a + \tau + c}{4}$$

Asimismo, sustituyendo (3) en (2) se tendrá la cantidad que se suministrará al mercado sería de:

$$q = \frac{a - \tau - c}{4}$$

Por último, los beneficios de cada una de las empresas son:

$$\pi_G = \left( \frac{a - \tau - c}{2} \right)^2 \quad \pi_S = \left( \frac{a - \tau - c}{4} \right)^2$$

De los resultados anteriores es importante analizar los casos en donde  $\tau=0$  y donde  $\tau>0$ , ya que permite ver el impacto que tiene la regulación tarifaria sobre las actividades de generación y de suministro. El impacto lo podemos resumir en los siguientes resultados:

1. La regulación tarifaria podría aumentar el precio al Usuario Final y, por ende, reducir su excedente. Por eso es importante que la regulación tarifaria sea eficiente, para que la reducción en el excedente del consumidor se compense con un incremento en el bienestar derivado de mejoras en las condiciones de prestación del servicio o un beneficio neto sobre el sistema.

2. El suministrador, en un mercado no regulado, tiene una mayor flexibilidad para recuperar la pérdida de su excedente dada la reducción de demanda mediante un traspaso (*pass-through*) al consumidor, que dependiendo que tan sensible sea respecto a la variación en el precio puede adquirir o no energía a ese precio.
3. El generador es el agente que se ve más afectado, toda vez que no sólo pierde beneficios por parte de la reducción de demanda, sino que termina pagando o asumiendo el costo de la regulación tarifaria, puesto que este se ve restringido por el costo de sus insumos de producción cuando la tecnología es marginal, por ejemplo, el precio del gas natural para centrales de Ciclo Combinado.

Dados los resultados, es importante aterrizar un poco más las ideas y explicar de manera más puntual los resultados mostrados no pierden validez a pesar de los supuestos simplificadores del modelo. A continuación, se da una breve explicación:

1. El incremento en el precio final podría darse por pérdidas de economías de escala, ya que aunque podría verse únicamente como una nueva asignación contable, la separación en diferentes entidades independientes puede incrementar en mayor medida la tarifa/precio final. Por eso, es preciso que el Órgano Regulador cuente con elementos suficientes para poder emitir una tarifa eficiente basada en costos, para la cual requiere elementos más allá de los contables, dado que como en todo problema con información asimétrica los regulados tienen incentivos para mentir respecto a sus costos de operación, esto puede llevar al regulador a emitir una ta-

rifa mayor o menor con diferentes grados de eficiencia.

2. La reducción de demanda se puede llevar a cabo en aquellos mercados donde los Usuarios Finales tienen una mayor sensibilidad y flexibilidad respecto al consumo de energía eléctrica. Lo anterior, puede dar como resultado reducciones de demanda por al menos tres motivos: *i*) que el Usuario Final busque realizar un consumo más eficiente de energía eléctrica mediante equipos ahorradores; *ii*) que opten por ser productor y consumidor al mismo tiempo mediante recursos de generación distribuida; y *iii*) en caso de la existencia de un mercado relacionado al cual se puedan cambiar. En este sentido los casos *i*) y *ii*) puede ser muy evidentes cuando se habla de una reducción en la demanda, sin embargo, el punto *iii*) no lo es tanto. Asumiendo una regulación tarifaria eficiente en las actividades de transmisión, distribución y de la operación del operador del sistema, se podría tener un efecto en el mercado de suministro regulado sobre el no regulado, ya que precios competitivos menores a las tarifas harían migrar a Usuarios Finales del ssb al ssc. Dicho lo anterior, los casos que interesan son cuando los precios son diferentes, toda vez que la diferencia entre el precio de libre mercado y las tarifas de suministro final emitida por el Órgano Regulador es, entre otros elementos, la que incentiva o no el mercado no regulado.
3. Dado que el MEM en México es un modelo basado en costos, los generadores se ven más restringidos en su comportamiento en el corto plazo estratégico en comparación con la actividad de suministro, tal como sucede en el modelo presentado anteriormente. Esto puede provocar que las actividades dentro de la cadena de valor que

cuentan con una mayor restricción se vean más perjudicadas, lo que puede llegar a generar problemas para que se implementen nuevos proyectos. Por esto, los Generadores pueden optar por otras formas para entrar al mercado: *i)* participación en las subastas de largo y mediano plazo;<sup>18</sup> o *ii)* trasladando la competencia del corto al largo plazo mediante mejores proyectos de inversión y/o localización en la red.

## Conclusiones

La industria eléctrica mexicana ha tenido grandes cambios en los últimos años, pasando de un monopolio verticalmente integrado a una industria donde las actividades potencialmente competitivas se abrieron a la participación de los privados mediante el Mercado Eléctrico Mayorista y el mercado minorista. Asimismo, LA REFORMA Energética consideró otros elementos importantes como las economías de escala y la existencia de un monopolio natural en las redes eléctricas de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, las cuales se sujetaron a una regulación tarifaria basada en costos eficientes emitida por la Comisión Reguladora de Energía y al acceso abierto y no indebidamente discriminatorio, aguas arriba para los generadores y aguas abajo para los suministradores como facultad del Centro Nacional de Control de Energía.

Con base en lo anterior, la Comisión Federal de Electricidad fue dividida de manera vertical y horizontal en Empresas Productivas Subsidiarias para las actividades de la industria

eléctrica tales como la generación, transmisión, distribución y suministro, salvo el control del Sistema de Eléctrico Nacional que, posterior a la Reforma Energética, quedó como atribución del Centro Nacional de Control de Energía convirtiéndolo en un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, marcando una separación operativa entre el dueño de las redes eléctricas y el gestor del sistema para garantizar el acceso a la infraestructura de las redes eléctricas, siendo una característica fundamental de varios sistemas eléctricos a nivel mundial.

Por su parte, para las actividades de generación y suministro al ser pro competitivas se establecieron reglas tal como el despacho económico de las centrales térmicas basadas en costos variables, que ayuda a mitigar en el corto plazo el poder de mercado de los generadores. Asimismo, la asignación de activos en la actividad de generación para la Comisión Federal de Electricidad llevó a la conclusión que se debían crear seis Empresas Productivas Subsidiarias, con el objetivo trasladar la competencia al largo plazo, donde incentivara a estas empresas a buscar mejores proyectos en localización y de inversión. Por su parte, la actividad de suministro fue dividida en dos mercados, uno abierto a la competencia para las grandes cargas y otro regulado para las pequeñas cargas, que en su mayoría cuentan con un subsidio de parte del gobierno federal.

El impacto de la regulación tarifaria se puede ver en dos sentidos, el primer impacto tiene que ver sobre aquellas actividades intermedias tales como la transmisión, distribución y operación del Centro Nacional de Control de Energía, que requieren un ingreso para poder prestar sus servicios de manera adecuada, y que por sus características deben estar reguladas con base en tarifas basadas en costos

18 En este caso particular se debe de considerar la eficiencia entre los modelos de pay as bid y pay as clear, los cuales pueden tener diferentes resultados, pero que para el caso de las empresas inversionistas buscan parámetros en sus modelos donde no esté determinado por un valor esperado, sino por la certeza de pago.

eficientes. Estas actividades de manera directa tomarán parte de los excedentes de los consumidores y de los productores para poder cubrir sus operaciones, por lo que es fundamental que el órgano regulador establezca una metodología clara, transparente y eficiente, que con base en la experiencia internacional dependerá en gran medida de las condiciones propias de cada país y los instrumentos regulatorios que se tengan para poder calcular dichas tarifas.

En segundo impacto, tiene que ver con los mercados relacionados, uno regulado y otro abierto a la competencia, que podría impulsar o restringir su crecimiento, tal es el caso de las actividades de suministro. Para este caso es importante entender cómo está compuesta una tarifa final de suministro y ver en qué componentes de la tarifa se puede mejorar para que el mercado abierto a la competencia pueda desarrollarse y no se vea restringido por el mercado regulado. En el caso mexicano, se tiene que el componente de generación es el que tiene un mayor peso, el cual para 2020 puede llegar a representar aproximadamente el 63% de la tarifa final, mientras que la operación del Suministrador de Servicios Básicos puede llegar a representar 6%, es decir excluyendo el resto de componentes de la tarifa se tiene que casi el 70% de la tarifa puede tener áreas de oportunidad, mediante la contratación de energía más barata provenientes de fuentes renovables, cuyo costos variable es prácticamente cero y la operación eficiente del Suministrador de Servicios Básicos.

El modelo propuesto plantea tres principales resultados que se deben contrastar con lo que ha sucedido en el mercado mexicano: *i)* la regulación tarifaria inevitablemente aumentará el precio al Usuario Final, este incremento puede deberse a una pérdida de economías de escala previo a la reforma energética y no a un tema puramente de separación contable, sien-

do por esto relevante un regulación tarifaria eficiente; *ii)* el suministrador, en un mercado minorista completamente abierto a la competencia, tiene una mayor flexibilidad para recuperar la pérdida de su excedente realizando un *pass through* al consumidor, siendo para el caso de México un elemento no tan claro, porque las tarifas finales de los hogares están reguladas y en algunos casos subsidiadas, situación que distorsiona el mercado minorista; y *iii)* la actividad de generación tiene poco margen de maniobra donde puede tener pérdidas en sus cantidades que ofrezca al mercado, las cuales en términos del bienestar social no afectan ya que existe el despacho económico el cual es basado en costos variables, por lo que las centrales más eficientes serán despachadas primero, siendo las tecnologías marginales las que fije el precio de la energía en el sistema.

Sin duda, un gran elemento del poco avance del mercado eléctrico mexicano tiene que ver con una restricción de capacidad en la generación, la cual se debe a la limitada infraestructura de la red de transmisión debido a que fue construida por un monopolio verticalmente integrado que buscaba satisfacer la demanda de energía eléctrica de manera social y no fue pensada para un mercado abierto a la competencia. Por eso es importante, que la planificación del Sistema Eléctrico Nacional continúe bajo un esquema de mercado para que logre resultados más eficientes, evitando congestiones en la red y logrando mayor acceso a diferentes tipos de tecnologías de generadores. Asimismo, dado lo anterior, es fundamental que se tenga una evaluación constante de la actividad de generación, la cual incluya condiciones de competencia dentro del mercado y por ende el uso de herramientas diferentes a los índices de concentración estándar y la respectiva evaluación de la Comisión Federal de Electricidad.

Por último, es importante que parte de esta evaluación eficiente del mercado se haga considerando los impactos que se tienen el mercado aguas arriba (generación) sobre el mercado aguas abajo (suministro), ya que la integración vertical y la falta de capacidad en la actividad de generación puede generar importantes restricciones en la comercialización. Este análisis debe incluir el cálculo de la liquidez del mercado dada la restricción de capacidad que existe en la generación de tal manera que se pueda ver la facilidad de vender o comprar los productos en el mercado sin que causen un cambio significativo en el precio. Por lo que un mercado de suministro libre, pero con poca competencia puede generar grandes márgenes de ganancias, siempre y cuando no se vea afectado por un mercado relacionado. Bajos niveles de liquidez en el mercado mayorista pueden generar barreras a la entrada para los oferentes en el mercado minorista, restringiendo la competencia y poniendo en desventaja a los pequeños oferentes, ya que las empresas verticalmente integradas pueden sacrificar ciertos beneficios en una actividad y recuperarlas en otra. 🔄

## Bibliografía

- Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. (1999). "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures". Volume 20, Number 4, 65-88. The Energy Journal.
- CENACE, "Participantes de Mercado". [En línea] [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2019/08.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20\(Agosto-2019\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ParticipantesMercado/2019/08.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Agosto-2019).pdf)
- CNE (2018) Resolución Exenta N° 827 que "Modifica Resolución Exenta N° 676 de la Comisión Nacional de Energía, de 9 de octubre de 2018, que aprueba informe técnico y fija Cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos" Disponible en [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/10/Res.-Exta.-N%C2%B0827\\_2018.12.27.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/10/Res.-Exta.-N%C2%B0827_2018.12.27.pdf)
- CNE (2018) Resolución Exenta N° 827 que "Modifica Resolución Exenta N° 676 de la Comisión Nacional de Energía, de 9 de octubre de 2018, que aprueba informe técnico y fija Cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos" Disponible en
- COFECE (2019). "La modificación a los términos para la separación legal de la CFE podría generar riesgos a la competencia en la industria eléctrica". Disponible en: <https://www.cofece.mx/riesgos-a-la-competencia-en-la-industria-electrica-2/>
- Comisión Federal de Electricidad (2019). Acerca de la CFE, Recuperado el 15 de enero de 2019. Disponible en: <http://portal.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/historia.aspx>
- CRE (2015). "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016". Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20045%202015%20Tarifas%20Transmisi%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf>
- CRE (2015). "Acuerdo por el que la comisión reguladora de energía expide las tarifas que aplicará la comisión federal de electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018". Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20074%202015%20Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf>
- CRE (2019) "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales que se aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos"



- CREG (2018) Resolución N° 015 de 2018 “Por la cual se establece la metodología de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional” Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)
- CREG (2018) Resolución N° 011 de 2009 “Por la cual se establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional” Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>
- DOF (2009). *DECRETO por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro*. Recuperado el 14 de enero de 2019. Disponible en: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5114004&fecha=11/10/2009](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5114004&fecha=11/10/2009)
- DOF (2014). *DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica, Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales*. Disponible en: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014)
- De la Garza Tolaedo, Enrique, *et, al*, (1994) “*Historia de la Industria Eléctrica en México*”, Tomo I, UAM, 1ra Edición
- ENRE (2017) Resolución 524/2017 Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/enre/resolucion-enre-ndeg-5242017>
- ENRE (2017) Resolución 066/2017 Disponible en [https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/356205E29ACF6D38032580BA005E773A](https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/356205E29ACF6D38032580BA005E773A)
- Fabra, N., & J. Fabra, U. (2010). “*Competencia y Poder de Mercado en los Mercados Eléctricos*”. Cuadernos Económicos del ICE 79, 17-43.
- González, F. (2016). “*El Nuevo Mercado Eléctrico Mayorista en México. Aspectos de la Reforma Eléctrica: Un panorama diferente*”. Disponible en: [http://reaxion.utleon.edu.mx/Art\\_El\\_Nuevo\\_Mercado\\_Electrico\\_Mayorista\\_en\\_Mexico\\_Aspectos\\_de\\_la\\_Reforma\\_Electrica\\_Un\\_panorama\\_diferente.html](http://reaxion.utleon.edu.mx/Art_El_Nuevo_Mercado_Electrico_Mayorista_en_Mexico_Aspectos_de_la_Reforma_Electrica_Un_panorama_diferente.html)
- Jean-Jacques Laffont and Jean Tirole. (1991). “*The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture*”. The Quarterly Journal of Economics, Vol. 106, No. 4 (Nov., 1991), pp. 1089-1127. Oxford University Press.
- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1991). “*The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture*”. The Quarterly Journal of Economics, Vol.106, No.4, 1089-1127.
- OCDE (2001). “*Restructuring Public Utilities for Competition*”.
- Ortega Lomelín, Roberto (2016) “La evolución constitucional de la energía a partir de 1917”, Ciudad de México, Secretaría de Energía y Secretaría de Cultura.
- Ofgem (2009). “*Liquidity in the GB wholesale energy markets*”. London: Ofgem.
- Sener (2018). “*PRODESEN 2018-2032*”. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- Sener (04 de 11 de 2016). “*Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad*”. Diario Oficial de la Federación.
- Sener (2019). “*Acuerdo por el que se modifica los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad que fueron publicados el 11 de enero de 2016 como parte del paquete de la Reforma Energética*”. 25 de marzo de 2019, Diario Oficial de la Federación.
- Steiner, F. (2002). “*Regulación, estructura industrial y desempeño en la industria eléctrica*”. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico-OECD.



Estimado(a) colaborador(a):

A continuación presentamos los criterios técnicos para la presentación de artículos de la revista Economía Informa.

Requerimientos del texto:

- Una página principal que incluya: título del artículo, nombre completo del autor, resumen académico y profesional, líneas de investigación, dirección, teléfono y correo electrónico.
- Un resumen del artículo de máximo 10 líneas.
- Incluir la clasificación (JEL) y tres palabras clave.
- Usar notas al pie de página ocasionalmente y sólo si son indispensables.
- Citas y referencias en el texto deben cumplir con los requisitos del sistema de referencias Harvard.
- Explicar por lo menos una vez los acrónimos y/o abreviaturas usadas en el texto.
- La bibliografía final debe también cumplir los criterios del sistema de referencia Harvard. La lista de referencias debe corresponder con las citas del documento.

Extensión y características técnicas:

- Ningún artículo puede exceder 30 páginas; incluyendo todas las secciones del manuscrito.
- Debe estar en Word.
- La letra debe ser Times New Roman, tamaño 12.
- El formato es tamaño carta (A4).
- No se usa sangría (ni en el texto ni en las referencias bibliográficas)
- El uso de itálicas está reservado para el título de libros, journals, nombres científicos y letras que no estén en castellano.
- El uso de comillas está reservado para el título de: artículos, capítulos de libros y citas incluidas en el texto.

Tablas, gráficos y otros materiales de apoyo:

- Preferiblemente en Excel. De lo contrario usar: jpeg, tiff, png o gif.
- Se deben proporcionar los archivos originales en un sólo documento.
- Incluir los materiales también en el texto.
- Deben ser auto contenidos. Es decir, no se necesita del texto para ser explicados. No incluir abreviaciones. Indicar de manera clara las unidades de medida así como citas completas.
- Deben encontrarse en blanco y negro.
- Las tablas deben ser simples y relevantes.
- Los títulos, notas y fuentes del material deben ser capturados como parte del texto del documento. No deben ser insertados en el cuerpo del gráfico, figura y/o tabla.