

# COSTOS DE GENERACIÓN, INVERSIÓN Y PRECIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

*Alejandra Enríquez*

Maestría en Economía de la Energía de la  
Rice University (Estados Unidos)

*José Carlos Ramírez*<sup>1</sup>

Centro de Regulación Energética y Economía del Desarrollo  
de la Universidad Panamericana (México)

Autor para correspondencia: jcramirez@up.edu.mx

*Juan Rosellón*

Departamento de Economía del Centro de Investigación y  
Docencia Económicas (México)

German Institute for Economic Research [DIW Berlín] (Alemania)

Centro de Regulación Energética y Economía del Desarrollo  
de la Universidad Panamericana (México)

Center for Energy Studies de la Rice University (Estados Unidos)

Recibido el 19 de marzo de 2019; aceptado el 25 de mayo de 2019.

## RESUMEN

Los precios de la electricidad han registrado una marcada tendencia al alza desde la implementación de la reforma en el mercado eléctrico (RME) de México, que ha sido citada por algunos como evidencia de su fracaso. En este artículo estudiamos los determinantes de esa alza mediante la deducción de la curva de costos de generación de la Comisión Federal de Electricidad, antes de la entrada en vigor de la reforma, la construcción de datos horarios sobre precios prome-

---

<sup>1</sup> Ramírez agradece los recursos procedentes del Fondo Sectorial Conacyt-Secretaría de Energía-Hidrocarburos para la realización de este trabajo.

dios y el estudio de la relación entre precios y rentas de congestión. Los resultados principales del documento muestran que los tipos de tecnología de generación más rentables son los resultantes de la RME y que el aumento de los precios registrado durante los primeros años de la RME se explica, principalmente, por una creciente congestión de la red nacional de transmisión eléctrica más que por un diseño ineficiente de la competencia en el sector de generación. **Palabras clave:** reforma eléctrica, generación eléctrica, rentas de congestión, precios nodales, México.

**Clasificación JEL:** D21, D47, L50, L51, Q41.

GENERATION COSTS, INVESTMENT AND PRICES  
IN MEXICO'S ELECTRICITY SECTOR

**ABSTRACT**

Electricity prices have seen a consistent upward trend since the implementation of Mexico's electricity market reform (EMR). This has been interpreted by some as a failure of the EMR. In this paper we study the determinants of such price increases. We calculate the generation cost curve of the Federal Electricity Commission prior to the entry into force of the reform. We then construct daily data on average prices during the EMR. We also finally study the relationship between prices and transmission congestion rents. Our main results indicate that the most profitable types of generation technology are the ones resulting from the EMR. Likewise, price increases have taken place despite the existence of a considerably larger number of competitors in the generation sector. Lastly, the strong correlation between prices and congestion revenues is evidence that the increase in prices under the EMR is mainly due to the growing congestion in the national electricity transmission network rather than due to an inefficient competitive market design in the generation sector.

**Key words:** Electricity reform, electricity generation, congestion rents, nodal prices, Mexico.

**JEL Classification:** D21, D47, L50, L51, Q41.

## 1. INTRODUCCIÓN

Cuando se evalúa la reforma de un mercado, como el eléctrico, es común adoptar enfoques generales y particulares. En los primeros se considera al mercado como un todo, sin distinciones, con el fin de facilitar el análisis de su impacto global sobre la economía o el bienestar social, mientras que en los segundos el objeto de estudio se centra en alguna división específica de la industria eléctrica para conocer en detalle los resultados de las medidas regulatorias. Las variables usadas en cada caso varían según sea el nivel de agregación considerado (macro, meso o micro), el criterio en juego (eficiencia, bienestar, productividad o variaciones de tarifas) y la radicalidad de las reformas estructurales emprendidas. Este último punto es de la mayor importancia porque no todas las reformas persiguen los mismos objetivos. Hay reformas centradas en la incentivación de la competencia mediante la desintegración vertical y horizontal de los monopolios (o reforma desintegrada, como las del Reino Unido y Australia), en la obtención de economías a escala a través de una apertura gradual del mercado eléctrico (o reforma integrada, como la de Francia y Alemania) o en la búsqueda de una mayor eficiencia de las plantas por medio de una mejor interacción de sus divisiones (o reforma interactiva, como la de Noruega, Suecia y algunas partes de Estados Unidos).<sup>2</sup>

El enfoque general busca establecer relaciones agregadas entre las variables claves de las empresas eléctricas sujetas a regulación y las variables de la economía nacional. En concreto, explora los efectos de los precios y costos de producción eléctricos resultantes de determinadas medidas regulatorias sobre el crecimiento del consumo eléctrico, del producto interno bruto (PIB), de la productividad de las manufacturas y del bienestar de la población. Los estudios abarcan tanto a países desarrollados como en desarrollo, antes y después de la implementación de las reformas eléctricas (Payne, 2010; Apergis y Payne, 2010; Jamasb, Nepal y Timilsina, 2017; Costa-Campi, García-Quevedo y Trujillo-Baute, 2018).

Una de las principales conclusiones de estos estudios es que las reformas orientadas a reducir los costos de producción no siempre afectan

---

<sup>2</sup> Para mayor información véase Lee *et al.* (2018).

el consumo eléctrico de las empresas y, por tanto, al crecimiento del PIB. Y es que si bien hay investigaciones, como la de Costa-Campi, García-Quevedo y Trujillo-Baute (2018), en las que se muestra que una reducción en los costos de producción —provocada por la promoción de energías renovables o por la expansión de la red— incrementa el consumo eléctrico y el PIB, hay otras, como la de Payne (2010), en las que se deja en claro que esta relación virtuosa no siempre es fácil de comprobar en diferentes países, por lo que el resultado final es más bien un asunto empírico.

Otro par de conclusiones está referido al caso mexicano, aunque también se puede encontrar documentado para otras experiencias similares, como la Argentina (véase, por ejemplo, Pollitt, 2008). Una de ellas está basada en el trabajo de Álvarez y Valencia (2016), en la que se sostiene que, en caso de un cambio profundo en la estructura de la generación eléctrica en el país, los precios de la electricidad serían los que más afectarían el crecimiento de las manufacturas y del PIB (muy por encima de los demás precios de energía), porque una reducción en los costos de producción del 13% en la generación de energía eléctrica, resultante de la sustitución de combustóleo por gas natural, produciría un aumento no superado por otras energías de entre 1.4% y 3.6% en el sector manufacturero y de entre 0.2% y 0.6% en el PIB real.

La otra conclusión, ofrecida por Moshiri y Martínez Santillán (2018), asegura que, al ser los bienes de energía sustitutos débiles entre sí y contar con una elasticidad cruzada significativa con los alimentos, las familias de bajos recursos de México resultarían las más perjudicadas del eventual retiro de subsidios programados por las medidas regulatorias debido a que el consecuente aumento de los precios y tarifas de electricidad y gas las obligaría a reducir el consumo de alimentos. Dada la alta proporción de pobres en el país (54% del total de habitantes) es altamente probable que ese retiro del subsidio redunde en una sensible pérdida del bienestar social.

Los autores que ensayan enfoques particulares están interesados en analizar los efectos de la reforma del mercado eléctrico (RME) sobre: 1) la generación, transmisión, pérdidas no técnicas de la distribución, oferta de reserva, inversión de la industria eléctrica y carga base (Lee *et al.*, 2018; Zambrano, Arango-Aramburo y Olaya, 2019; Cullmann y Nieswand, 2016); 2) la productividad y eficiencia de la industria eléc-

trica (Nakono y Managi, 2008; Craig y Savage, 2013; Pompei, 2013); 3) los precios de energía eléctrica al mayoreo (Florio, 2007; Mount, 2008) y al menudeo (Hartley, Medlock III y Jankovska, 2019); 4) la investigación y desarrollo en la industria eléctrica (Kim, Kim y Flacher, 2012); 5) los mercados de capacidad (Geffert y Strunk, 2019), y 6) el medio ambiente (Navarro-Pineda, Handler y Sacramento-Rivero, 2019), entre otros aspectos. Sus resultados principales son diversos y no siempre muy concluyentes.

En el caso, por ejemplo, de los 27 países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) analizados por Lee *et al* (2018) entre 1980 y 2010 se encuentra que la RME disminuye diferencialmente la inversión en plantas de generación, sobre todo en los países donde se privilegia la privatización y la desintegración horizontal. Y aun cuando la RME no tiene, en términos agregados, un aparente efecto significativo sobre la oferta de capacidad de reserva, los montos de inversión y la generación de carga base sí registran una marcada influencia sobre estas variables al considerar el tipo de reforma. Concretamente, en aquellos países cuyas reformas fomentan la privatización y la desintegración vertical se observan, respectivamente, relaciones negativas entre la RME y la generación de carga base, y positivas entre la RME y la oferta de capacidad de reserva.

En otro estudio, Pompei (2013) concluye que la relación entre la RME y la productividad total de los factores (PTF) resulta negativa en una muestra de 19 países europeos entre 1994 y 2007, sin importar la rigurosidad de las medidas regulatorias (y que el autor distingue por su nivel, esto es por “regulación de bajo nivel” (*downstream*) como las del Reino Unido o de “alto-nivel” (*upstream*) como las de Francia). Pero al considerar algunos indicadores regulatorios, el autor encuentra que esa rigurosidad sí afecta diferencialmente los componentes de la PTF (cambio técnico, cambio de eficiencia pura y cambio de eficiencia de escala). En particular, concluye que en los países donde hay mayores barreras a la entrada de nuevos competidores se observa una reducción en el cambio técnico de las plantas eléctricas. Otros indicadores como la integración vertical o la propiedad pública de las plantas no tienen ningún efecto estadístico significativo sobre la PTF.

La revisión somera de estos trabajos revela las dificultades inherentes a la evaluación de cualquier RME, pues no sólo hay que delimitar

el alcance de la evaluación, sino también la relación precisa que tiene la variable estudiada con otros factores que condicionan su comportamiento. La heterogeneidad de los resultados arriba mencionados alerta sobre el hecho de que cada RME tiene particularidades irrepetibles que obedecen al entorno específico que rodea a los mercados eléctricos. El grado de desintegración, vertical y horizontal, las barreras a la entrada que impiden o favorecen la competencia, la profundidad de la liberalización del mercado, el entorno económico y financiero, la tecnología y dotación de recursos energéticos, el tiempo de maduración de la RME, entre otros factores, hacen única a cualquier evaluación. No hay una RME enteramente igual y, por tanto, los resultados de la evaluación son caso-dependientes.

Este artículo adopta un enfoque parcial y su objetivo es evaluar los efectos de la RME en México (gestada en 2013, durante el sexenio de Peña Nieto) sobre la inversión en generación eléctrica y los precios de la electricidad en diferentes regiones del país. Se trata de un objetivo que ataca a uno de los tres desafíos más importantes de la RME, ya que, a decir de Chanona Robles (2016), la falta de competitividad de los costos de generación, junto con el rezago en la producción de energías renovables y las pérdidas no técnicas en distribución y transmisión eléctricas, constituyen los fundamentos sobre los que se justifica la necesidad de una reforma en el país. De esta manera, cualquier análisis sobre los costos de generación es esencial para evaluar, en general, la efectividad de las medidas que dan cuerpo a la RME.

Cabe señalar que debido al corto tiempo de vida de las operaciones del mercado eléctrico de mayoreo (MEM) y a la casi nula disposición pública de datos oficiales sobre precios y costos de generación, no es posible hacer una evaluación enteramente cuantitativa y a largo plazo. Las medidas regulatorias, especialmente las ligadas al sector eléctrico, requieren de un tiempo considerable para que los cambios institucionales que acompañan a cualquier reforma radical, como la mexicana, surtan efecto en los costos de generación de electricidad. Por esa razón, hemos decidido centrarnos exclusivamente en el estudio del comportamiento del MEM en sus tres primeros años de operación (2016-2018) y, con base en él, sugerir algunas posibles líneas futuras de evolución.

Nuestra evaluación considera, inicialmente, el cálculo de una curva de costos para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 2015, es decir,

antes de la desintegración vertical, como un recurso para comparar el patrón de inversión privada promovido por la RME en la generación eléctrica. Posteriormente, procedemos a hacer un análisis de los precios de la electricidad para, entre otras cosas, evidenciar su incremento sostenido entre 2016 y 2018 como resultado de las altas rentas de congestión derivadas de la falta de inversión en la red de transmisión eléctrica.

El documento se organiza en cuatro secciones adicionales. La segunda ofrece un panorama breve de los cambios institucionales acontecidos en la generación de electricidad durante la RME. La tercera sección presenta la estimación de la curva de costos de la CFE en 2015 y sus efectos sobre el subsecuente patrón de inversión en la generación eléctrica. La cuarta sección analiza el crecimiento de los precios de la electricidad, las rentas de congestión y las curvas de duración de precios entre 2016 y 2018. Las conclusiones sintetizan los resultados principales del documento.

## **2. EL NUEVO CONTEXTO INSTITUCIONAL DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO**

De lo arriba mencionado, queda claro que uno de los retos más importantes de cualquier evaluación de la RME es establecer la relación precisa entre la variable en escrutinio —los costos de generación— y los factores que condicionan su comportamiento. En México, esos factores están ligados, básicamente, a la conformación del nuevo mercado eléctrico, por lo que esta sección da una idea general de los cambios asociados con su regulación entre 2014 y 2017. Un obstáculo en este esfuerzo es la escasez de trabajos académicos. De hecho, con excepción del reporte elaborado por el Monitor Independiente de Mercado (MIM, 2017), encontramos pocos documentos formales de importancia que den seguimiento a los cambios ocurridos al interior del sector eléctrico,<sup>3</sup> y esta carencia es significativa para llevar a cabo una evaluación completa de la RME.

Como es de conocimiento general, la reforma energética de México promulgada en 2013 y puesta en vigor en 2014 toma derroteros distintos en cada sector. En el mercado eléctrico se registran cambios que afectan

---

<sup>3</sup> Véanse Chanona Robles (2016), Zenón y Rosellón (2017), Kunz, Rosellón y Kemfert (2017), Ibarra-Yúnez (2015).

a casi toda la cadena de valor. Para empezar, se fomenta la transición de un mercado dominado por el monopolio de la CFE, verticalmente integrado, a otro descentralizado y abierto a la inversión privada en la generación de electricidad. Como prueba de esta transición cabe señalar que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó 277 permisos de generación a nuevos participantes del mercado en un periodo muy corto (entre enero y agosto de 2015), que equivalen a una inversión cercana a los 29 mil millones de dólares (Chanona Robles, 2016). Y aunque en los otros segmentos del mercado —transmisión y distribución— no se presencia un auge parecido en la inversión, por permanecer bajo control estatal, esto no impide que las empresas privadas accedan a determinados proyectos eléctricos mediante la figura de subcontratación.

La creación del operador independiente del sistema en 2014 —el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)— y la puesta en marcha del MEM en 2016, constituyen las instituciones claves sobre las que se montan las disposiciones anteriores y la RME en general. Mientras que con el CENACE se garantiza el despacho económico de electricidad, la planeación de la expansión y el libre acceso de las redes de transmisión y distribución y, no menos importante, la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, con el MEM se busca promover transacciones transparentes, estimular la competencia entre las diferentes categorías de los participantes de mercado y disminuir los costos de electricidad. En el centro del MEM está el mismo CENACE, que se encarga de arbitrar toda la gama de productos y servicios transados en el corto, mediano y largo plazos. En el mercado *spot* o de corto plazo, las transacciones incluyen las ventas de electricidad y servicios auxiliares, realizadas sobre la base de un día por delante o MDA y en tiempo real o MTR. Mientras que en los mercados de mediano y largo plazos las transacciones se celebran mediante acuerdos bilaterales, subastas, certificados de energía limpia o adquisiciones de derechos financieros de transmisión, y están destinadas a asegurar la capacidad del sistema y el uso creciente de energías renovables con el fin de reducir la incertidumbre y aumentar la predictibilidad de los precios.

La aparente radicalidad de estas iniciativas no parece, sin embargo, corresponderse con los cambios acontecidos en la estructura del sector eléctrico ni con la supuesta eficiencia en la generación de electricidad. En primer lugar, la desintegración vertical de la CFE resulta ser un



proceso más formal que real, pues el establecimiento en 2017 de sus seis empresas productivas subsidiarias (EPS) de generación (cinco de ellas con contratos legados para suministro básico y una con contrato externo legado) le confieren un poder casi monopolístico en la generación de electricidad. Datos de concentración muestran que, en 2016, el 83.55% de la capacidad de generación era suministrada por uno de los siete participantes de mercado (PM) que operaban directamente en ese entonces y que era precisamente la CFE (MIM, 2017). Un año después, el porcentaje máximo detentado por un PM apenas alcanzó el 19.17%, pero no como consecuencia del mayor número de nuevos generadores directos (23), sino por la desintegración de la CFE en las EPS (MIM, 2017). Estas EPS, junto con la filial de intermediación, cuentan con 186 centrales eléctricas y aportan en conjunto el 85% de la capacidad de generación eléctrica del país (MIM, 2017). Como dato adicional, cuatro de las EPS pertenecientes a la CFE y que tienen contratos legados para el suministro básico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) son consideradas esenciales para aproximadamente la mitad del año, de acuerdo con el índice de generación residual; es decir, son empresas generadoras que pueden satisfacer la demanda del sistema por más de 4 200 horas al año sin comprometer su capacidad (MIM, 2017).

En segundo lugar, la CFE y sus EPS actúan como si constituyeran un mismo grupo de interés económico por las formas de control que emplea la primera sobre las segundas al nombrar la mayoría de sus consejeros, autorizar sus presupuestos y tabla de remuneraciones, contratar deuda y realizar inversiones en sus nombres. Este comportamiento de la CFE con sus EPS crea artificialmente poder de mercado en la generación de electricidad e impide una libre competencia, como inicialmente lo persigue la RME. Un ejemplo de este comportamiento es el de la filial CFenergía, que adjudica contratos directos a las EPS con efectos perversos sobre los costos, como es el hecho de suministrar gas natural con precios superiores en un 15% y 20% al índice de referencia de precios del CENACE, lo que ha provocado que se incremente sustancialmente el rechazo de ofertas en el MDA (MIM, 2017).<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> La CFE no requiere pasar por un proceso de licitación competitiva para abastecer de gas a las EPS (MIM, 2017).

En suma, el mercado eléctrico cuenta con nuevos instrumentos regulatorios y un número importante de nuevos jugadores ideales para funcionar en un esquema competitivo. El problema es que la desintegración vertical de la CFE es un proceso aún incipiente revestido de formas poco competitivas que pueden frenar los objetivos propuestos por la RME, como es la mayor competencia en la generación eléctrica y la consecuente disminución de los costos de generación. A continuación exploramos la función de costos de la CFE, así como sus implicaciones sobre el patrón de inversión en la generación eléctrica en México.

### **3. EL COSTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO PREVIO A LA REFORMA: LA CURVA DE COSTOS DE LA CFE, 2015**

Para calcular el costo promedio incurrido por las plantas de la CFE en 2015, necesitamos ajustar una curva que tenga como punto mínimo la escala mínima eficiente (EME) o escala a partir de la cual una unidad representativa empieza a generar ingresos positivos. El conocimiento de la EME es estratégico para los competidores de un mercado de generación liberalizado, pues constituye la única información objetiva para establecer sus parámetros de eficiencia. Una empresa que instala una planta con menores costos y capacidad a la EME de la CFE es una planta competitiva que está en condiciones de desplazar a las menos eficientes y, de esa manera, ofrecer precios finales menores al consumidor.

El problema consiste en cómo construir esa curva. La literatura relacionada con la estimación de curvas de costos para mercados de generación eléctrica sugiere, principalmente, la aplicación de modelos paramétricos con funciones *translog*,<sup>5</sup> que resultan imposible de aplicar en nuestro caso, dado que carecemos de datos sobre los precios de los insumos. Por esa razón, necesitamos, más bien, utilizar métodos indirectos de estimación que se ajusten a la estructura de datos de panel disponible. En concreto, decidimos utilizar una regresión de efectos fijos mediante un modelo semiparamétrico de *splines*, ya que nos permite aprovechar, ventajosamente, nuestro panel de datos, compuesto por datos diarios de la producción promedio por hora y costos por MWh para cada una

---

<sup>5</sup> Un trabajo pionero en esta literatura es Nerlove (1963).

de las plantas de generación de la CFE durante 2015. En el caso de las centrales que nunca interrumpen su operación, la muestra disponible se expande a 365 observaciones sobre producción y costos.<sup>6</sup>

Las plantas de generación y sus tecnologías incluidas en la muestra pueden observarse en la gráfica 1.<sup>7</sup> Ahí se indica que mientras las plantas hidroeléctricas y de carbón son las tecnologías de carga base, las restantes son de cargas media (geotérmicas, gas natural y de combustión interna) y pico (turbogas). Dada la estructura panel, y el hecho de que la CFE es una empresa pública, suponemos que los precios de los insumos son factores fijos a lo largo del año en virtud de que: *a*) los salarios son negociados por el sindicato a principios de año; *b*) el costo común de los combustibles se distribuye de manera uniforme a lo largo de sus diferentes plantas, independientemente de su tecnología, y *c*) el capital es relativamente fijo durante el año si no se agregan nuevas plantas.

### 3.1. El modelo

A continuación definimos el modelo para estimar la curva de costos de la CFE. Se trata de un modelo semiparamétrico representado por una regresión que incluye la combinación lineal de las variables transformadas de acuerdo con los siguientes *splines* ( $S_{ik}$ ):

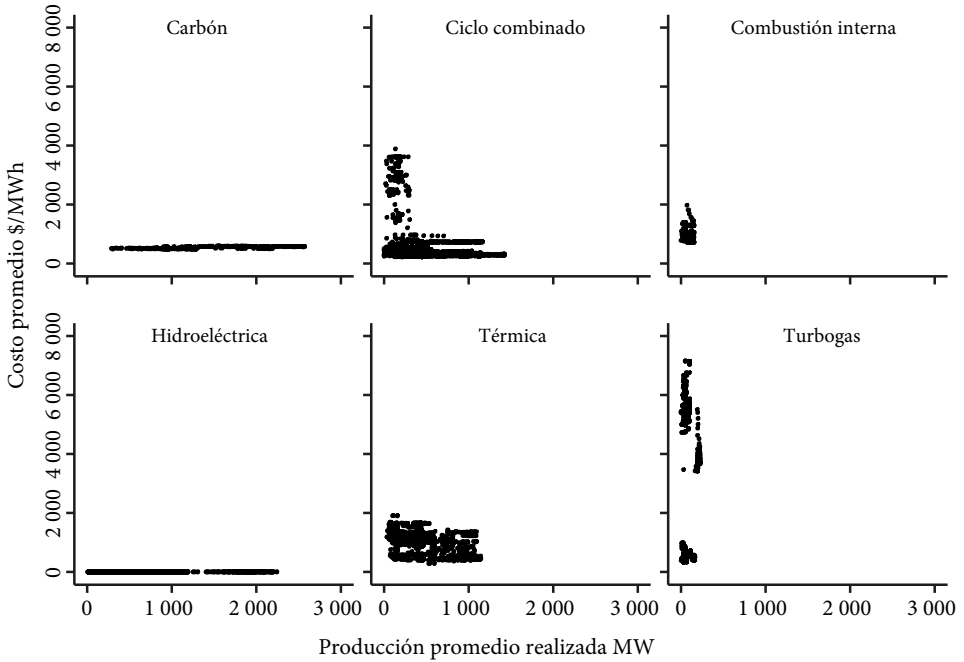
$$S_{ik} = \begin{cases} \min(k_1, x_i) & \text{si } k < 500 \\ \max\{\min(k_2, x_i), k_1\} - k_1 & \text{si } 500 \leq k < 1\ 500 \\ \max(k_2, x_i) - k_2 & \text{si } k \geq 1\ 500 \end{cases}$$

donde  $k_i$  son los nodos que segmentan la función entre  $k_1 = 500$  y  $k_2 = 1\ 500$ . Cabe señalar que la selección de dichos nodos no sigue un patrón regular porque hay muchas más observaciones en la primera parte de

<sup>6</sup> La CFE reporta ciertas plantas con costos cero y producción positiva. Es probable que la CFE lleve a cabo algún tipo de subsidio cruzado entre sus plantas (u otros activos), por lo que reporta costos iguales a cero para algunas de ellas. Decidimos eliminar estas plantas de la muestra.

<sup>7</sup> En esta gráfica, así como en las subsecuentes, la unidad monetaria se expresa en pesos mexicanos.

Gráfica 1. Plantas de generación de la CFE por tipo de tecnología, 2015



Fuente: elaboración propia.

la distribución que en la última. Esto se muestra en la gráfica 2, donde puede observarse en color gris el número de plantas y en color negro las observaciones diarias.

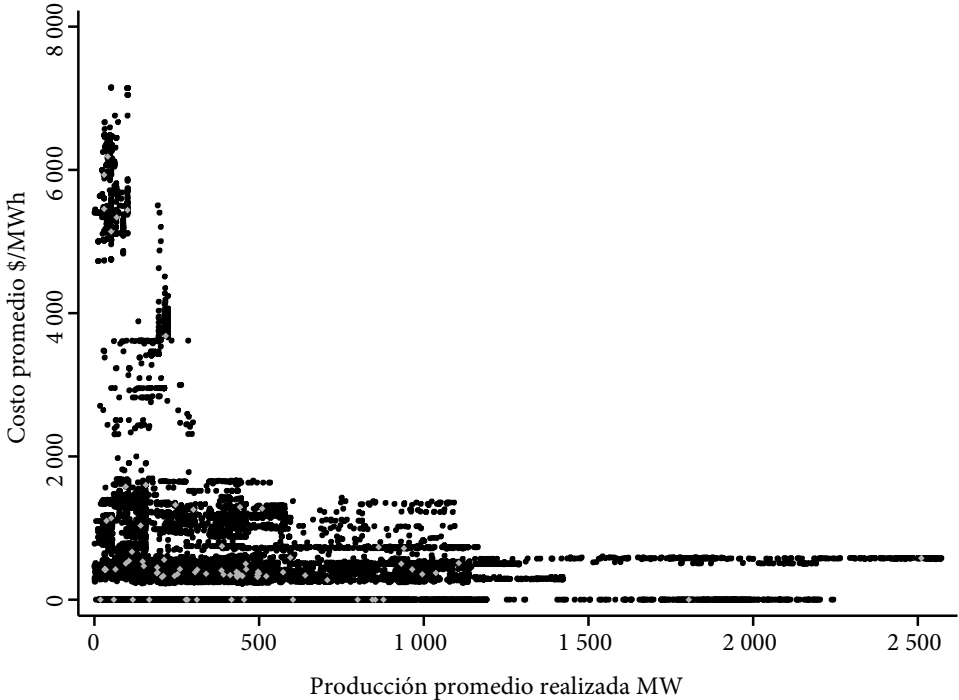
Una vez efectuadas las transformaciones, el modelo estimado por efectos fijos se define como:

$$Y_{it} = \alpha + \sum_{k=1}^K \varphi_k S_{ik} + x'_{it} \beta + v_i + u_{it}$$

donde  $Y_{it}$  es el costo estimado en pesos por MWh,  $x_i$  es la capacidad promedio en cada hora,  $v_i$  son los factores fijos y  $\varphi_k$  es el efecto marginal del *spline*.

Con el fin de realizar una transformación más suave para simular una curva de costos continua se aplican *splines* cúbicos restringidos. Para ello, suponemos que  $k_1 = 500$ ,  $k_2 = 1\ 500$  y  $k_3 = 2\ 572$

Gráfica 2. Producción y costos de las plantas de generación de la CFE, 2015



Fuente: elaboración propia.

son los nuevos valores de los nodos y  $S_1$  y  $S_2$  son las nuevas variables transformadas, definidas como:

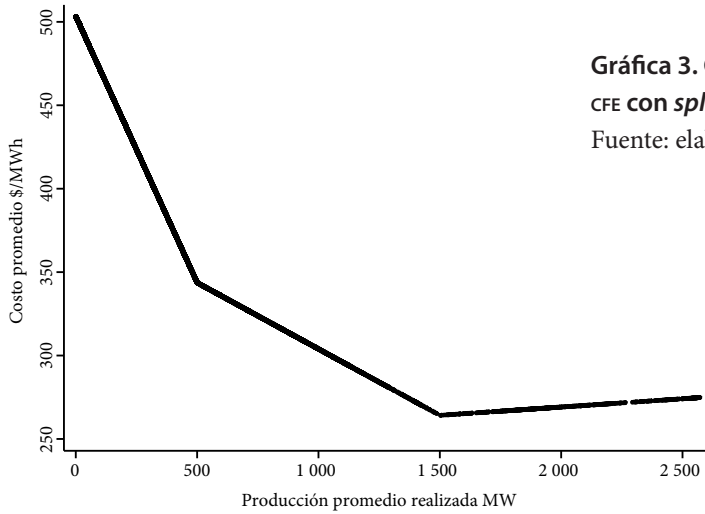
$$S_1 = x_i$$

$$S_2 = \frac{(x_i - k_1)^3 - (k_3 - k_2)^{-1} \{ (x_i - k_2)_+^3 (k_3 - k_1) - (x_i - k_3)_+^3 (k_2 - k_1) \}}{(k_3 - k_1)^2}$$

donde la función  $(u)_+ = \begin{cases} u & \text{si } u > 0 \\ 0 & \text{si } u \leq 0 \end{cases}$ .

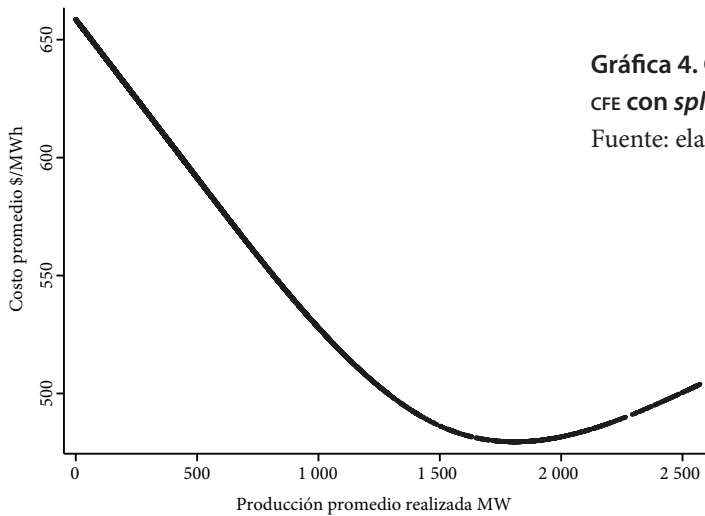
Con estas nuevas variables el modelo estimado se reduce a:

$$Y_{it} = \alpha + \sum_{k=1}^K \varphi_k S_{ik} + v_i + u_{it}$$



**Gráfica 3. Curva de costos de la CFE con *splines* lineales, 2015**

Fuente: elaboración propia.

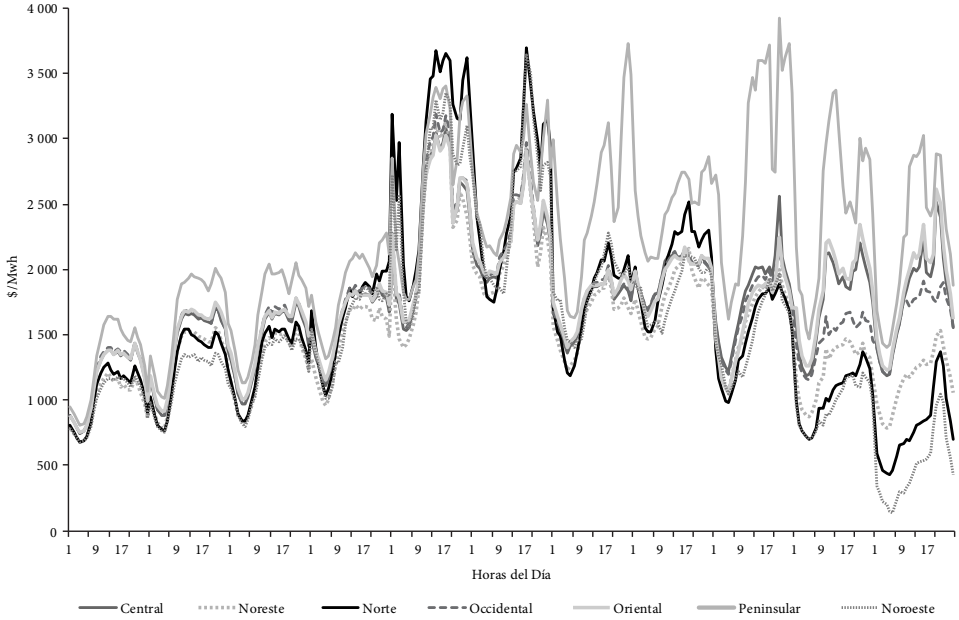


**Gráfica 4. Curva de costos de la CFE con *splines* cúbicos, 2015**

Fuente: elaboración propia.

Debido a que no todas las centrales de generación operan el año completo se utiliza el estimador intra-grupo para dar más peso a las centrales que cuentan con más observaciones. Ahora bien, para justificar el supuesto de efectos fijos, realizamos una prueba de Hausman con la que rechazamos la hipótesis nula de no efectos aleatorios para *splines* lineal y cúbico restringido (véanse las gráficas 3 y 4). Ambas gráficas describen una curva de costo promedio en forma de *u* con signos

**Gráfica 5. Promedios de precios de la electricidad en México, enero-noviembre de 2018**



Fuente: CENACE, <<https://www.gob.mx/cenace>>.

negativos en los primeros segmentos y positivos en los últimos, tal como era de suponerse. Las curvas en ambas gráficas muestran que las plantas económicamente rentables para la CFE son las que superan los 1 500 MW.<sup>8</sup> Las tecnologías de las plantas con tales capacidades de producción son del tipo hidroeléctrica, nuclear y de carbón.

**4. LOS EFECTOS DE LA RME SOBRE LOS PRECIOS Y COSTOS DE GENERACIÓN, 2016-2018**

Como dejamos en claro en la sección dos, tenemos hoy en día un mayor número de participantes en el mercado de generación que en el periodo

<sup>8</sup> En el apéndice se muestran los resultados de las regresiones que sustentan las curvas de las gráficas 3 y 4.

previo a la entrada en vigor de la reforma energética. Fuera de las seis nuevas empresas de generación de la CFE, la capacidad de los nuevos participantes del mercado cubre un rango que oscila entre los 2 MW y los 551 MW, con excepción hecha de un participante que cuenta con varias plantas con capacidad de 7 840 MW.<sup>9</sup> Este comportamiento confirma que, para los nuevos entrantes, es atractivo ingresar al mercado con capacidades menores a 1 500 MW, que es la EME de la CFE.

No obstante el mayor número de participantes en el MEM, la competencia creciente no se ha visto reflejada en menores precios de electricidad. Estos, de hecho, se han mantenido al alza en un 41% entre 2016 y 2017, como lo sostiene el MIM (2017), y también para 2018, como lo comprobamos después de obtener las series de los precios marginales locales en el mercado de tiempo real por hora para cada mes y región del SIN. Los resultados obtenidos con información del CENACE para los meses de enero a noviembre de 2018 aparecen en la gráfica 5.

Al combinar esta información con la de la gráfica 6, en la que se presentan datos de las rentas de congestión para los mismos meses, observamos que hay una correlación positiva entre las rentas de congestión y los precios. Específicamente, después de junio, es posible apreciar que a medida que aumentan los precios en la península de Yucatán también lo hacen las rentas por congestión. Asimismo, cuando las rentas por congestión son negativas en las regiones del norte, los precios de la electricidad disminuyen en esas regiones. Un análisis intra-diario muestra además que, al comparar datos diarios por nodo y por hora, algunos precios resultan sustancialmente más altos que los picos de 2017 reportados por el MIM. Por ejemplo, el valor de 10 738 \$/MWh registrado en Ticul durante septiembre de 2018 supera por 3 000 \$/MWh el valor del pico más alto en 2017.

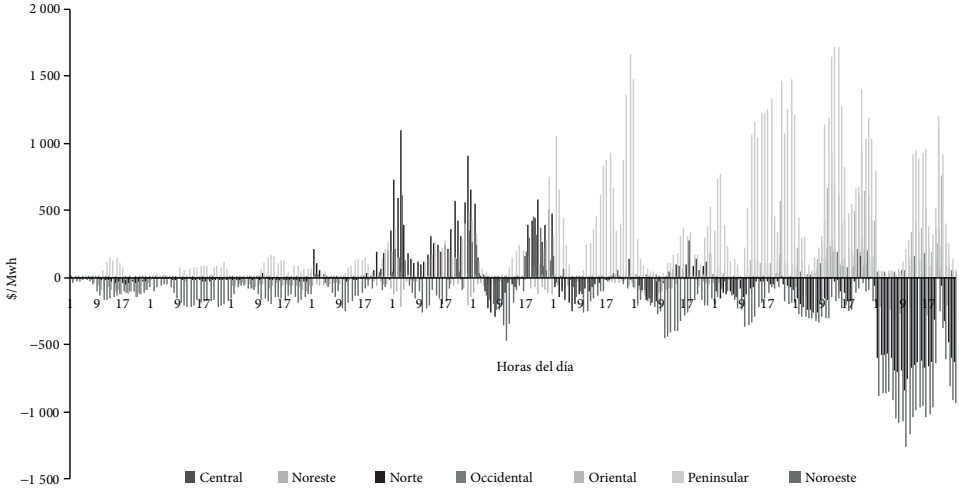
La gráfica 7 presenta las curvas de duración de los precios de la electricidad en México, que miden la frecuencia con la que ocurre un precio en un año determinado. Para calcularlas, utilizamos los precios promedio mensuales de la gráfica de precios y los apilamos en orden descendente, cuidando de eliminar los valores extremos por encima de

---

<sup>9</sup> A finales de 2018 existían un total de 34 compañías de generación, de las cuales 28 eran privadas.

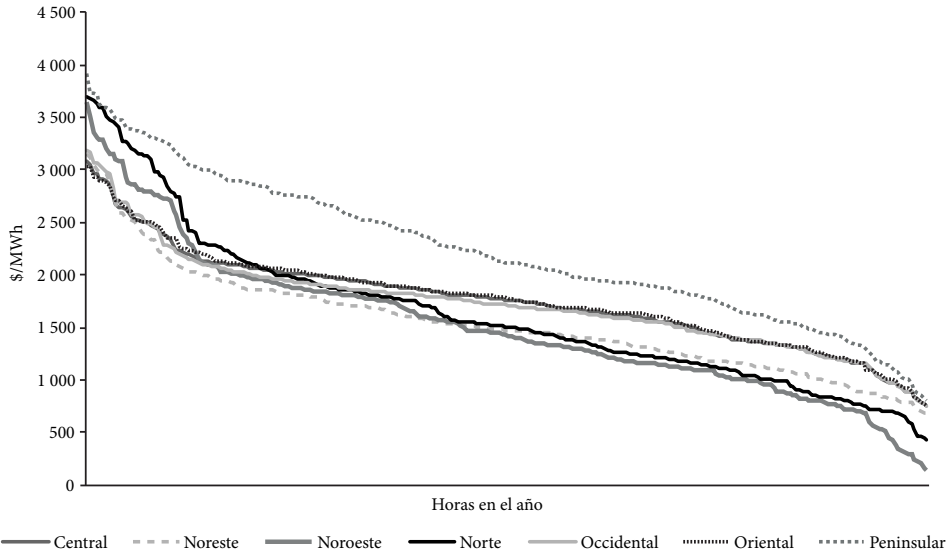


**Gráfica 6. Rentas de congestión del sector eléctrico en México, enero-noviembre de 2018**



Fuente: CENACE, <<https://www.gob.mx/cenace>>.

**Gráfica 7. Curvas de duración de los precios de la electricidad en México, 2018**



Fuente: elaboración propia.

4 000 \$/MWh. Ahí se observa que la inflexión de la curva de duración permaneció alrededor de 2 000 \$/MWh para la mayoría de las regiones, con excepción de la península, donde el valor registró 3 000 \$/MWh. El hecho de que esta curva de duración esté en 2018 por encima de la de 2017 es señal de que hay incentivos para que nuevos generadores ingresen al mercado eléctrico de la península de Yucatán.

En resumen, las gráficas 5, 6 y 7 apoyan la idea de que, no obstante la existencia en 2018 de más competidores en el mercado, los precios han continuado aumentando. Las restricciones de transmisión que elevan las rentas por congestión parecen tener un papel central en el incremento de los precios eléctricos, sobre todo en el caso de la península de Yucatán. La curva de duración en ese lugar revela la frecuencia de precios más altos que, de acuerdo con el MIM (2017), obedece a la saturación en los enlaces o a daños en la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión (RNT); todo lo cual, y ante aumentos en la demanda, lleva a utilizar las plantas de generación más costosas en las horas pico. Esto último se acentúa por la continua escasez de abasto de gas natural en la península.<sup>10</sup>

## 5. CONCLUSIONES

Este trabajo aporta, al menos, tres contribuciones principales. En primer lugar, ofrece la función de costos de generación de la CFE para 2015, previo a la entrada en vigor de la RME. Este ejercicio permite deducir los tipos de tecnologías de generación más rentables no sólo para la propia CFE sino, también, para los entrantes privados. La causalidad implicada por las curvas de las gráficas 3 y 4 es confirmada por el tipo de nueva generación que ha entrado con la RME desde 2016, principalmente en plantas relativamente pequeñas que funcionan con base en energía renovable.

La segunda contribución consiste en ratificar, con datos públicos, el incremento de precios registrado a partir de la implementación de la reforma durante 2016-2017, a pesar de la existencia de un número considerablemente mayor de competidores en el sector de generación.

---

<sup>10</sup> El desabasto de gas natural en la península de Yucatán se planea corregir con la entrada en operación del ducto marino sur de Texas-Tuxpan durante 2019, así como con las obras de re-direccionamiento de la estación de compresión de Zempoala.

Más concretamente, se construyen datos de los precios promedio diarios de la electricidad para las distintas regiones en México en 2018.

En tercer lugar, se elabora información también muy detallada de las rentas de congestión diarias y de las curvas de duración para fundamentar la correlación existente entre los precios y esas rentas. Con base en ese tipo de correlación es posible asegurar que la mayor competencia en el mercado de la generación auspiciada por la RME no constituye un fracaso en sí en el freno de los precios, como se ha insinuado, sino que el motivo principal de su incremento obedece a la creciente congestión en diversos vínculos de la red nacional de transmisión eléctrica, ocasionada por la falta de inversión en la misma. Una consecuencia de esta conclusión es que cualquier medida conducente a incrementar el número de generadores tenderá a fracasar en su intento de bajar los precios si antes no se expande la infraestructura en la red de transmisión, necesaria para exportar electricidad a distintas regiones del país. Además, como lo menciona el MIM (2017), la ubicación de nuevos generadores sólo incidirá en el precio final si estos se ubican en las zonas con rentas de congestión positivas, como la peninsular, ya que, en caso contrario, es decir, si se emplazan en las zonas con rentas de congestión negativas, como las del norte, no habrá efecto alguno sobre los precios.

Las anteriores conclusiones apoyan las políticas que acentúen la inversión en redes y promuevan la competencia en el sector de generación, mediante la mayor eficiencia de las plantas de la CFE. De esta manera, es posible esperar, en el mediano plazo (considerando el poco tiempo en el que ha operado el MEM), que los precios eléctricos reflejen los bajos costos de nuevas tecnologías de generación a niveles por debajo de los 20 dólares por MW/h, que son los que se han obtenido para la energía solar en las subastas de energía renovable.

Un aspecto relacionado con estas recomendaciones de política se refiere al hecho de que la separación horizontal de la CFE impide la coordinación adecuada al interior de cada una de esas compañías e inhibe la eficiencia y la adopción de nuevas tecnologías. ¿Será entonces una solución viable cancelar la RME y volver a un monopolio horizontal y verticalmente integrado con el potencial desincentivo a la mayor entrada de participantes privados? O ¿será preferible rediseñar la división de las seis empresas de generación de la CFE de una manera más coherente para permitir mayor eficiencia y fortaleza de la CFE, aunado al com-

bate contra la corrupción? La experiencia internacional en el rediseño de mercados eléctricos parece no arrojar una receta al respecto. No existe en realidad mucha experiencia en la desintegración horizontal y vertical de un mercado abierto, que luego vuelve a ser cerrado y reintegrado. Pero lo que sí está claro en la teoría y en la práctica de la economía de la energía —en particular de los mercados eléctricos— es que los impactos positivos sobre el bienestar social son mayores en ambientes de mayor competencia en la generación eléctrica, cuando ésta se complementa con una planificación eficiente de la expansión de las redes de transmisión. ◀

## REFERENCIAS

- Álvarez, J. y Valencia, F. (2016). Made in Mexico: Energy reform and manufacturing growth. *Energy Economics*, 55, pp. 253-265.
- Apergis, N. y Payne, J.E. (2010). Energy consumption and growth in South America: Evidence from a panel error correction model. *Energy Economics*, 32(6), pp. 1421-1426.
- Costa-Campi, M., García-Quevedo, J. y Trujillo-Baute, E. (2018). Electricity regulation and economic growth. *Energy Policy*, 113, pp. 232-238.
- Chanona Robles, A. (2016). *Tracking the progress of Mexico's power sector reform* [Working Paper]. Wilson Center, Mexico Institute, Washington, DC, Estados Unidos.
- Craig, J.D. y Savage, S.J. (2013). Market restructuring, competition and the efficiency of electricity generation: Plant-level evidence from the United States 1996 to 2006. *Energy Journal*, 34(1), pp. 1-31.
- Cullmann, A. y Nieswand, M. (2016). Regulation and investment incentives in electricity distribution: An empirical assessment. *Energy Economics*, 57, pp. 192-203.
- Florio, M. (2007). Electricity prices as signals for the evaluation of reforms: An empirical analysis of four European countries. *International Review of Applied Economics*, 21(1), pp. 1-27.
- Geffert, W. y Strunk, K. (2019). Could Mexico's capacity market design lead to gaming by generators? *The Electricity Journal*, 32(2), pp. 37-43.
- Hartley, P., Medlock III, K. y Jankovska, O. (2019). Electricity reform and retail pricing in Texas. *Energy Economics*, 80, pp 1-11.
- Ibarra-Yúnez, A. (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, pp. 19-27.

- Jamasb, T., Nepal, R. y Timilsina, G.R. (2017). A quarter century effort yet to come of age: A survey of electricity sector reform in developing countries. *Energy Journal*, 38(3), pp. 195-234.
- Kim, J., Kim, Y. y Flacher, D. (2012). R&D investment of electricity-generating firms following industry restructuring. *Energy Policy*, 48, pp. 103-117.
- Kunz, F., Rosellón, J. y Kemfert, C. (2017). Introduction of nodal pricing into the Mexican new electricity market through FTR allocations. *Energy Journal*, 38(KAPSARC Special Issue), pp. 157-172.
- Lee, J., Cho, Y., Koo, Y. y Park, Ch. (2018). Effects of market reform on facility investment in electric power industry: Panel data analysis of 27 countries. *Sustainability*, 10(9), pp. 1-16.
- Monitor Independiente del Mercado (MIM), (2017). *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2017*. México: Comisión Reguladora de Energía.
- Moshiri, S. y Martínez Santillán, M. (2018). The welfare effects of energy price changes due to energy market reform in Mexico. *Energy Policy*, 113, pp. 663-672.
- Mount, T. (2008). *Electricity Restructuring: Success of Failure?* [Working Paper]. Technology Policy Institute, Washington, DC, Estados Unidos.
- Nakano, M. y Managi, S., (2008). Regulatory reforms and productivity: An empirical analysis of the Japanese electricity industry. *Energy Policy*, 36(1), pp. 201-209.
- Navarro-Pineda, F., Handler, R. y Sacramento-Rivero, J. (2017). Potential effects of the Mexican energy reform on life cycle impacts of electricity generation in Mexico and the Yucatan Region. *Journal of Cleaner Production*, 164, pp. 1016-1025.
- Nerlove, M. (1963). Returns to scale in electricity markets. En: C.F. Christ (ed.), *Measurement in Economics Studies in Mathematical Economics and Econometrics in Memory of Yehuda Grunfeld* (pp. 167-198). Stanford, CA: Stanford University Press.
- Payne, J.E. (2010). A survey of the electricity consumption-growth literature. *Applied Energy*, 87(3), pp. 723-731.
- Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30(4), pp. 1536-1567.
- Pompei, F. (2013) Heterogeneous effects of regulation on the efficiency of the electric industry across European Union countries. *Energy Economics*, 40, pp. 569-585.

Zambrano, C., Arango-Aramburo, S. y Olaya, Y. (2019). Dynamics of power-transmission capacity expansion under regulated remuneration. *Electrical Power and Energy Systems*, 104, pp. 924-932.

Zenón, E. y Rosellón, J. (2017). Optimal transmission planning under the Mexican new electricity market. *Energy Policy*, 104, pp. 349-360.

## APÉNDICE

### Regresiones para la estimación de la curva de costos de la CFE mediante *splines* lineales y cúbicos, 2015

Costo promedio estimado		
	(1)	(2)
	<i>Splines</i> lineales	<i>Splines</i> cúbicos restringidos
	Variable dependiente: costo promedio	
$S_1$	-0.2004*** (0.0252)	
$S_2$	-0.08578*** (0.0163)	
$S_p = Y$	0.0106 (0.027)	
$S_1$		-0.134*** (0.0143)
$S_2$		0.126*** (0.026)
<i>Constante</i>	674.8*** (7.6)	41.68*** (5.54)
# Centrales de generación	112	112
# Total de observaciones	29 022	29 022
R-cuadrada	0.003	0.003