



EL COLEGIO DE MÉXICO

CENTRO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ECONOMÍA

**ESTIMACIÓN DE LA ELASTICIDAD PRECIO
DE LA ELECTRICIDAD RESPECTO AL
PRECIO DE LOS INSUMOS DE GENERACIÓN:
GAS NATURAL Y PETRÓLEO**

AMADA LORENA OCHOA MORALES

PROMOCIÓN 2017-2019

ASESOR:

DR. ENEAS CALDIÑO GARCÍA

JULIO 2019

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Contenido

Contenido	i
Agradecimientos	vii
1. Resumen.....	1
2. Introducción	2
3. Contexto histórico del sistema eléctrico mexicano.....	4
3.1. Sector eléctrico	4
3.1.1. Antecedentes	4
3.1.2. Problemática del sector eléctrico.....	6
3.1.3. Reforma Energética en el sector eléctrico.....	8
4. Sistema Eléctrico Nacional	10
4.1. Nuevo Modelo Industrial del Sector Eléctrico	10
4.2. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	10
4.2.1. Generación	11
4.2.2. Transmisión y distribución.....	12
4.2.3. Suministro	12
4.2.4. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	13
4.2.5. Comercialización.....	15
4.2.6. Regiones de control del SEN	16
5. El gas natural y el sistema de gasoductos	24
5.1. El gas natural	24
5.2. El sistema de gasoductos	26
6. Revisión de Literatura.....	29
7. Datos y metodología	32
7.1. Datos.....	32
7.2. Metodología.....	35
7.3. Estadística descriptiva	41
8. Modelo econométrico	52
9. Resultados.....	55
10. Conclusiones.....	65
11. Apéndice	70

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice A. Regiones de transmisión.....	70
Apéndice B. Centrales de Ciclo Combinado	71
Apéndice C. Líneas de transmisión	73
Apéndice D. Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) (CENAGAS)	75
Apéndice E. Resumen de estadística descriptiva por entidad (Base mensual).....	76
Apéndice F. Resumen de estadística descriptiva por entidad (Base diaria)	82
Apéndice G. Tablas de Resultados	85
12. Referencias bibliográficas.....	91

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Lista de Figuras

<i>Figura 1: Mapa de regiones del SEN Fuente: Programa de Desarrollo de Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, SENER.</i>	17
<i>Figura 2: Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología (MW) Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER.</i>	18
<i>Figura 3: Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER.</i>	22
<i>Figura 4: Producción, importación y consumo de gas natural en el sector eléctrico. Fuente: Elaboración con información SIE-SENER.</i>	24
<i>Figura 5: Consumo de gas natural en el sector eléctrico. Fuente SIE-SENER.</i>	25
<i>Figura 6: Precios de combustibles en el sector eléctrico. Fuente SIE-SENER.</i>	25
<i>Figura 7: Gasoductos principales, en naranja los ductos asociados a Sistrangas y en azul los ductos no asociados, en rosa puntos de entrada de gas al sistema. Fuente: Elaboración con información de base de datos Infraestructura de gas natural (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, n.d.).</i>	27
<i>Figura 8: Gráfico comparativo entre el precio del gas natural VPM y el precio de gas Henry Hub. Fuente: Elaboración con información de SIE-SENER y Reuters.</i>	37
<i>Figura 9: Mapa para el precio promedio mensual PML de la electricidad en el MEM para el periodo 2016-2018. Fuente: Elaborado con información del Apéndice E.</i>	41
<i>Figura 10: Precio promedio mensual PML por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.</i>	42
<i>Figura 11: Precio promedio mensual PML por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.</i>	43
<i>Figura 12: Precio promedio mensual Energia_MXN_MWH por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.</i>	44
<i>Figura 13: Precio promedio mensual Energia_MXN_MWH por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.</i>	46
<i>Figura 14: Nodos San Felipe y Rosita, en Baja California correspondientes a PML máximo y mínimo respectivamente. Las casitas (amarillas) simbolizan las centrales de CC y las líneas (azules) muestran los gasoductos de la región. Fuente: Elaboración con información de Catálogo de NodosP, información de infraestructura de gas de CNH y geocode().</i>	48

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

<i>Figura 15: Nodos Cozumel, Q.Roo y Champotón, Camp. correspondientes a PML máximo y Energía máximo respectivamente mostrados con indicadores en rojo. Nodo Soyopa, Son. correspondiente a PML mínimo mostrado con indicador verde. Líneas azules y naranjas muestran los gasoductos no integrados e integrados a SISTRANGAS respectivamente; y las líneas verdes, las principales líneas de transmisión. Fuente: Elaboración con información de Catálogo de NodosP, información de infraestructura de gas de CNH y geocode().</i>	50
<i>Figura 16: Mapa para el consumo promedio mensual de gas natural para generación eléctrica para el periodo 2016-2018. Fuente: Elaborado con información del CFE.</i>	51
<i>Figura 17: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural contemporáneo por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.</i>	60
<i>Figura 18: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural con un rezago por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.</i>	60
<i>Figura 19: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo contemporáneo por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.</i>	63
<i>Figura 20: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo con un rezago por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.</i>	64
<i>Figura 21: Descripción gráfica de principales líneas de transmisión Fuente: Cartocrítica (manuel@cartocritica.org, 2019)</i>	73
<i>Figura 22: Descripción gráfica de principales líneas de transmisión en el sureste del país Fuente: Cartocrítica (manuel@cartocritica.org, 2019).</i>	74
<i>Figura 23: Descripción gráfica del SNG Fuente: Descripción general del Sistema Nacional de Gasoductos (Centro Nacional de Control de Gas Natural, 2016).</i>	75

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Lista de Tablas

<i>Tabla 1: Capacidad instalada por tipo de tecnología (MW) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032. Adiciona capacidad de generación y combustible.</i>	18
<i>Tabla 2: Generación de energía eléctrica (GW-h) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032. Se adiciona porcentaje de generación y combustible.</i>	20
<i>Tabla 3: Capacidad de transmisión por Región de Control (MW) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032.</i>	22
<i>Tabla 4: Periodos de escasez de gas identificados por reducción significativa de importaciones Fuente: SENER, Prontuario de gas natural, 2016-2018.</i>	39
<i>Tabla 5: Variables utilizadas en las regresiones con base de datos diaria.</i>	40
<i>Tabla 6: Estadísticos de precios promedio diario de electricidad por nodo y combustibles a nivel nacional.</i>	47
<i>Tabla 7: Estadísticos de precios promedio diario de electricidad por nodo y combustibles para el sistema SIN.</i>	49
<i>Tabla 8: Variables para regresiones.</i>	54
<i>Tabla 9: Resultados seleccionados a nivel nacional.</i>	55
<i>Tabla 10: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural.</i>	57
<i>Tabla 11: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago.</i>	58
<i>Tabla 12: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo.</i>	61
<i>Tabla 13: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo con un rezago.</i>	62
<i>Tabla 14: Regiones de Transmisión Fuente: PRODESEN 2018-2032.</i>	70
<i>Tabla 15: Centrales de Ciclo Combinado en operación 2016 – 2018. Fuente: Base de datos PIIERCE.</i>	71
<i>Tabla 16: Centrales de Ciclo Combinado utilizadas para ubicación geográfica. Fuente: Base de datos PIIERCE (estimado con geocode).</i>	72
<i>Tabla 17: Grupos de Centrales de Ciclo Combinado consideradas en una misma localización geográfica por cercanía. Fuente: Base de datos PIIERCE (estimado con geocode).</i>	72
<i>Tabla 18: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual.</i>	76

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

<i>Tabla 19: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)</i>	77
<i>Tabla 20: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)</i>	78
<i>Tabla 21: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)</i>	79
<i>Tabla 22: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)</i>	80
<i>Tabla 23: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)</i>	81
<i>Tabla 24: Descriptivos por entidad federativa.</i>	82
<i>Tabla 25: Descriptivos por entidad federativa. (Cont)</i>	83
<i>Tabla 26: Descriptivos por entidad federativa. (Cont)</i>	84
<i>Tabla 27: Variables para regresiones.</i>	85
<i>Tabla 28: Resultados Modelo para regresión nacional</i>	86
<i>Tabla 29: Resultados Modelo por entidad.</i>	87
<i>Tabla 30: Resultados Modelo por entidad Cont.</i>	88
<i>Tabla 31: Resultados Modelo por entidad Cont.</i>	89
<i>Tabla 32: Resultados Modelo por entidad Cont.</i>	90

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Agradecimientos

Al Centro de Estudios Económicos de El Colegio de México por la oportunidad de participar en el Programa de Maestría en Economía, a su planta docente y a su comunidad por brindar su conocimiento, ocuparse del análisis de problemáticas en nuestro país, donde la oportunidad de conocer personas excepcionales sucede día con día.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por haberme becado y fomentar la investigación en instituciones de formación académica con parámetros de excelencia.

A mi profesor y asesor el Dr. Eneas Caldiño por su apoyo, guía y paciencia, en especial durante el desarrollo de este trabajo y durante las clases impartidas en el programa.

A mi profesor el Mtro. Oscar Roldán por haberme animado a emprender la elaboración de esta tesis, por su apoyo en la búsqueda de información, disposición, asesoría, recomendaciones y tiempo dedicado en la revisión y sugerencias a este estudio. Muchas gracias.

A mis amigos y compañeros que conocí durante el programa de Maestría, por su apoyo y paciencia, por esas tardes y fines de semana de estudio, aprendizaje y aliento. Gracias por los buenos momentos y por tolerarme en los complicados. Agradezco a nuestra comunidad que es como una segunda familia.

A Eder, mi compañero de vida, porque este es un logro en conjunto, somos un gran equipo. Gracias por tu comprensión y apoyo en estos dos años de arduo trabajo.

A mi familia que ha estado ahí siempre, por su apoyo, comprensión y aliento.

A todos los que, incluso algunos sin conocerme, aportaron ideas, dedicaron parte de su tiempo en la búsqueda de información, me escucharon y colaboraron de alguna u otra forma para el desarrollo de este trabajo, simplemente infinitas gracias.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

1. Resumen¹

A partir de 2016 inició la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que fue creado a partir de la Reforma Energética de 2013 para promover la competencia entre generadores de energía y poder despachar la energía más barata para cubrir la demanda mediante subastas de mediano y largo plazo. Además, en años recientes se ha incrementado el uso de gas natural para la generación eléctrica pues la capacidad de generación mediante tecnología de Centrales de Ciclo Combinado ha aumentado, probablemente debido al bajo costo de combustible, la mejora en su eficiencia y la reducción de emisiones contaminantes en este proceso respecto a otros procesos de generación. Durante la operación del MEM, se equilibran la oferta y la demanda eléctrica y el precio de la energía corresponde a la condición de “*market clearing*” pues almacenar la energía eléctrica en grandes proporciones es muy costoso e ineficiente, por lo que debe producirse conforme a su demanda. Por esto, este trabajo analiza si existe una relación entre el precio PML de la energía en el MEM y el precio del gas natural y el precio de la mezcla de crudo mexicana en México y determina estas elasticidades de precio.

¹ La autora agradece los comentarios y sugerencias de aquellos que ayudaron a mejorar este trabajo. Todos los errores y omisiones son responsabilidad únicamente de la autora.

2. Introducción

Como consecuencia de la reforma energética de 2013, consiste en que el mercado eléctrico mexicano es operado mediante la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a partir de 2016, con participación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para asignación y despacho; y la Comisión Reguladora de Energía, para la regulación. Con la operación del MEM, se promueve un mercado competitivo en la generación eléctrica a partir de las subastas, donde el precio corresponde al precio del generador que satisface la demanda eléctrica; donde se opera entre consumidores y generadores sin requerir la intervención de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En México, las principales formas de generación de electricidad corresponden a centrales termoeléctricas, centrales de ciclo combinado y carboeléctricas. Las centrales de ciclo combinado emplean como insumo principal el gas natural; esta tecnología es preferida para la generación debido a que el costo del gas natural es reducido comparado con el resto de los combustibles empleados en generación y es una tecnología más limpia respecto a las emisiones de gases contaminantes. Conforme al reporte incluido en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (Secretaría de Energía, 2018) en 2017, al menos el 50% de la energía eléctrica consumida fue provista por Centrales de Ciclo Combinado.

Se ha observado un incremento en la tarifa eléctrica en los últimos meses de 2018 en algunos estados del país y un incremento de capacidad de generación mediante centrales de ciclo combinado en los últimos diez años (Centro Nacional de Control de Energía, 2018), lo que motiva a identificar si existe una relación entre la oferta o escasez de gas natural en México y los precios de la electricidad para usuarios de servicio calificado en el Mercado Eléctrico Mayorista, considerando a la caída en la producción de gas natural nacional.

En el análisis se emplean los precios reportados para electricidad PML en el MEM por CENACE, el precio del gas natural Henry Hub y el precio de la mezcla de crudo mexicana. Con los que se construyen 6 modelos econométricos de sección cruzada. Dos de estos modelos se realizan para identificar la elasticidad de precio de la electricidad y el precio del gas natural por entidad, y el coeficiente relacionado a la variable binaria de escasez de gas natural por entidad. Mientras, los otros cuatro modelos buscan estas relaciones a través de una regresión nacional controlada por entidad (sin influencia de la Península de Baja California) y dos de los

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

modelos consideran términos de interacción entre escasez y entidad. Dos modelos incluyen como regresor la longitud de gasoductos principales por entidad; sin embargo, esta variable no posee un coeficiente estadísticamente significativo distinto de cero al obtener los resultados de la regresión.

El coeficiente de elasticidad de precio de la electricidad en el MEM y el precio del gas natural es positivo y estadísticamente significativo y distinto de cero al 99% de nivel de significancia; mientras el coeficiente de escasez es positivo en los modelos 3,4,5 y 6 al mismo nivel de significancia. Esto indica que ante un aumento en el precio del gas natural o la falta de confiabilidad en el suministro los usuarios del MEM tendrán que pagar un precio más alto por el suministro de energía eléctrica.

3. Contexto histórico del sistema eléctrico mexicano

3.1. Sector eléctrico

3.1.1. Antecedentes

En 1992 con la publicación de la reforma a Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica se permitió la participación de particulares en las actividades de generación, importación y exportación de energía eléctrica en un entorno de apertura parcial.

Las principales características de esta reforma consistieron en: permitir la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción. La generación eléctrica por productores independientes realizaba la venta de electricidad a la CFE o para exportación. La importación de electricidad sólo podía realizarse destinada para usos propios.

La Comisión Reguladora de Energía era la responsable de otorgar los permisos para dichas actividades, en cumplimiento de las sigs. consideraciones:

- *Autoabastecimiento.* En existencia de una sociedad o copropiedad de la central eléctrica para satisfacer las necesidades de autoabastecimiento de sus socios, sin autorización de entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales.
- *Cogeneración.* Energía producida con vapor u otra energía térmica secundaria destinada para las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, que incremente la eficiencia energética y económica del proceso. Los excedentes de electricidad producida debían ponerse a disposición de CFE.
- *Producción independiente de energía eléctrica destinada para la venta total a CFE.* Energía que provenía de plantas con capacidad mayor a 30 MW², donde la energía era adquirida bajo los términos y condiciones especificados en los contratos, como parte del programa de CFE o porque la energía estaba comprometida para exportación. Si existían excedentes debían venderse a CFE mediante convenios de largo plazo.
- *Pequeña producción.* Producción de electricidad destinada para venta en su totalidad a CFE, generadas por plantas con capacidad máxima de 30 MW, en un área determinada por la CRE o para exportación. Con capacidad máxima de 1MW para autoabastecimiento de comunidades rurales.

² MW. MegaWatt

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

- *Importación y exportación de energía eléctrica.* Solo se contempló mediante la cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

Conforme al Reglamento de la Ley Eléctrica se indicó que la forma para incorporar o sustituir capacidad de generación al sistema eléctrico para cubrir la demanda del país era mediante: a) la CFE directamente, y b) por convocatoria de la CFE a empresas particulares.

A partir de 1997 la CFE licitó y adjudicó proyectos de generación de electricidad en cumplimiento con la normativa vigente en ese tiempo bajo el esquema de cogeneración, producción independiente, pequeña producción y autoabastecimiento.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) fue creada mediante Decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 4 de octubre de 1993, el cual entró en vigor el 3 de enero de 1994. Esta institución se creó como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal para resolver cuestiones derivadas de la aplicación del artículo 27 constitucional en materia de energía eléctrica. El 31 de octubre de 1995 se publica la Ley de la CRE en el DOF, en la cual se indica el carácter de la institución como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) con autonomía técnica y operativa. La CRE concentró facultades de regulación en el sector de gas y electricidad que estaban dispersas en otras dependencias como la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y la Secretaría de Economía (SE).

La CRE estuvo a cargo de la expedición de permisos, normatividad, vigilancia y sanciones en materia de electricidad, para promover el desarrollo eficiente de las sig. actividades: a) suministro y venta del servicio público a los usuarios, b) generación, exportación e importación de particulares, c) adquisición destinada al servicio público, d) servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica entre entidades que presten servicio público de energía eléctrica y los titulares de permisos para la generación, para la exportación e importación de electricidad. Así como, la atribución específica respecto a las tarifas de servicio público que prestaba la CFE que era fijada, ajustada, modificada y reestructurada por la SHCP por propuesta de la CFE con la opinión de la CRE y la SE. Luego, la política tarifaria se definió mediante el Grupo Interinstitucional de Análisis de Tarifas Eléctricas, conforme a lo publicado en el DOF el 30 de diciembre de 1999.

Entre las responsabilidades de la CRE se encontraron aprobar metodologías para el cálculo de contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que es destinada al servicio público,

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

así como por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre otras.

Los instrumentos aprobados hasta el año 2001 correspondieron a contratos de interconexión, contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica de CFE a los permisionarios, convenios de compra – venta de excedentes de energía (energía económica) y convenio de transmisión.

Por otra parte, la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica reguló a la CFE como encargada de la prestación de servicio público de la energía eléctrica, a cargo de actividades como: a) la planeación del sistema eléctrico nacional, b) la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y c) la realización de obras e instalaciones para la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

La construcción de infraestructura para la generación de electricidad, así como la infraestructura eléctrica y petrolera podía financiarse a través de: a) recursos públicos presupuestales asignados por la Federación para cubrir gastos e inversión (único esquema hasta antes de 1996) y b) recursos públicos a través del esquema *Pidiregas*, donde los proyectos se construían con recursos privados, luego, después de encontrarse en operación eran entregados a CFE; esto generaba la obligación de pago con recursos previstos anualmente del Presupuesto de Egresos de la Federación.

En los esquemas financieros de construcción-arrendamiento-financiamiento y construcción-operación-transferencia, las plantas e instalaciones se transferían en propiedad a la CFE (inversión directa); mientras que en el caso de esquemas Productor Independiente de Energía (PIE) y construcción – operación (CO), las plantas las mantenía el permisionario.

En algunos casos, la CFE asumía determinados riesgos de inversión y se responsabilizó por el riesgo del costo de suministro del combustible; y en todos los casos se comprometió a comprar la energía.

3.1.2. Problemática del sector eléctrico

La problemática que desarrolló el sector eléctrico previo a la reforma energética estaba relacionada al costo y la calidad de servicio. En 2013, el 98.4% de la población contaba con energía eléctrica. El 64 % de la capacidad era operada por CFE y el 36% restante por el

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

esquema de PIE. El costo de la tarifa eléctrica promedio en México era 25% mayor que la de los consumidores de Estados Unidos, y quitando el subsidio un 73% mayor. Este costo correspondía al tipo de combustible utilizado para la generación eléctrica (Ochoa Reza, 2015).

La CFE incrementó la generación eléctrica utilizando la tecnología de ciclo combinado que utiliza como combustible gas natural. Sin embargo, en 2012 el 20.7% de la generación para el servicio público empleo tecnología convencional que utiliza combustóleo o diésel, combustible que fue al menos 4 veces más caro que el gas natural. Además, en 2012 CFE presentó un déficit financiero de 77 mil millones de pesos, de los cuales absorbió 33.4 mil millones de pesos reduciendo su patrimonio. En los primeros 6 meses de 2013, el patrimonio de la empresa disminuyó en 35 mil millones de pesos. De continuar la tendencia, el patrimonio de la empresa habría sido negativo en 2014 y este organismo no contaba con los recursos suficientes para expandir la infraestructura conforme a lo previsto en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 (Ortega Lomelin, 2016).

En 2013, el 47% de las líneas de transmisión de CFE tenían más de 30 años de antigüedad; y se tenía prevista una expansión de la red de transmisión del 1.1% anual entre 2013 y 2026, lo que requería una inversión de 244 mil millones de pesos y no sería suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda de electricidad previsto en 4.1% anual (Ortega Lomelin, 2016).

Además, el CENACE, el cual antes de la reforma estaba integrado a la CFE, era el organismo encargado del despacho eléctrico en México. Enfrentaba a las reglas de despacho que indicaban que debía dar prioridad a las plantas con costos de generación más bajos y al mismo tiempo se excluía la venta de excedentes por parte de los autoabastecedores y cogeneradores. Esto impedía que se colocara electricidad proveniente de plantas más eficientes y más baratas, con costos menores en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y se observaba en las tarifas finales a los consumidores.

Las pérdidas de energía a nivel nacional alcanzaron el 16% aprox. para el año 2012, correspondientes a energía que no se cobraba, debido a falta de mantenimiento en redes de transmisión y distribución, errores en medición y facturación y uso ilícito del servicio (Ortega Lomelin, 2016).

Finalmente, en 2012 se aprobó la Ley General de Cambio Climático donde se expresa como meta la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 30% para 2020 y 50% para 2050, con referencia a las emisiones en el año 2000; e indica que a la industria eléctrica

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

corresponde promover al menos el 35% de generación eléctrica proveniente de energías limpias para 2024. En 2013, solo se contaba con 18.3% de generación de energías no fósiles y para 2017 el porcentaje se incrementó a 24.7% (Unión, 2012).

3.1.3. Reforma Energética en el sector eléctrico

La reforma propuesta a los artículos 27 y 28 constitucionales, consideró reducir costos del servicio eléctrico, definir las bases para la organización del SEN y permitir su desarrollo con la participación de CFE y particulares; además de fortalecer al Estado en la regulación del sector e imponer obligaciones a los participantes.

La Reforma Constitucional en Materia Energética fue aprobada y se publicó en el DOF el 20 de diciembre de 2013. La reforma transformó el modelo industrial e institucional en el sector eléctrico y de hidrocarburos, permitiendo la entrada a competidores.

Algunas de las aportaciones relevantes consisten en mayor autonomía como órganos reguladores coordinados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la CRE, la figura de Empresas Productivas del Estado (EPEs), modificación al régimen fiscal, creación de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), cambio en modalidades contractuales en la exploración y extracción de hidrocarburos. Además del mandato para la creación de organismos descentralizados (CENAGAS y CENACE).

El CENAGAS se creó como organismo público descentralizado, publicado en el DOF el 28 de agosto de 2014, y está encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS). Tiene funciones de permisionario (como transportista) para prestar los servicios de transporte por ducto y almacenamiento con la infraestructura transferida por Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la CFE; además de instruir acciones necesarias a los permisionarios para la operación diaria, a mediano y largo plazo con apego a las obligaciones de acceso abierto, sin afectar los contratos de reserva de capacidad (como gestor de SISTRANGAS).

El CENACE se creó como organismo público descentralizado, publicado en el DOF el 28 de agosto de 2014, cuyo objeto es ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución (Centro Nacional de Control de Energía, n.d.). Además, es responsable de proponer la ampliación y

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

modernización de las redes de generación y transmisión correspondientes al MEM, y realizar la operación del MEM en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia e imparcialidad, mediante la asignación y despacho óptimos de las Centrales Eléctricas para satisfacer la demanda de energía del SEN.

El CENACE emite instrucciones para control operativo en la asignación y despacho de las centrales eléctricas, la operación de la red de transmisión que corresponda al mercado mayorista, y la operación de las redes nacionales de distribución que correspondan al MEM, y tiene la facultad respecto a los generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN, transportistas, distribuidores, comercializadores y usuarios calificados, entre las que destaca recibir ofertas y calcular los precios de energía eléctrica del MEM.

Y la transformación de PEMEX y CFE en empresas productivas del Estado, con propiedad exclusiva y control del gobierno federal, personalidad jurídica y patrimonio propios y autonomía técnica, operativa y de gestión; sus actividades deberán orientarse a generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

4. Sistema Eléctrico Nacional

4.1. Nuevo Modelo Industrial del Sector Eléctrico

La reforma permitió una nueva organización con base en el modelo de regulación internacional, incorporando características para liberalizar el sector eléctrico en su estructura y regulación, como son:

- Separación horizontal y vertical de monopolios estatales
- Creación de un Mercado Eléctrico Mayorista de corto plazo
- Integración del monopolio natural de las líneas de transmisión
- Creación de agencias reguladoras independientes
- Elaboración y aplicación de reglamentos que permitan tener un acceso eficiente a la red

Esto para mejorar la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico, así como promover la competencia en este mercado.

4.2. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

El SEN se encuentra integrado por la red nacional de transmisión; las redes generales de distribución; las centrales eléctricas que entregan energía eléctrica a la red nacional de transmisión y redes de distribución; los equipos e instalaciones de CENACE para llevar el control operativo del SEN, y los demás elementos que determine la SENER.

Con la reforma energética de 2013 se llevó a cabo un cambio estructural en el sector eléctrico que consiste en que la planeación y operación del SEN corresponde al gobierno federal a través de la SENER y el CENACE; y ya no es función de la CFE. Esto se expresa en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

La SENER tiene la obligación de formar el Programa de Desarrollo Eléctrico Nacional (PRODESEN), que establece la planeación y ejecución de proyectos eléctricos de infraestructura y modernización del SEN.

El CENACE es el operador del sistema responsable de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución, y de operar el MEM. El CENACE emite instrucciones

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

obligatorias referentes a la asignación y despacho de centrales eléctricas, la operación de la red nacional de transmisión y las redes nacionales de distribución que corresponden al MEM.

4.2.1. Generación

La reestructuración permite que las empresas privadas puedan realizar proyectos de generación de energía eléctrica, afrontando costos y riesgos con la oportunidad de comercializar la energía producida en el mercado eléctrico en el que existen más compradores además de CFE.

La CRE autoriza a través de permisos a todas las centrales eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5MW para la generación eléctrica en territorio nacional; así como la importación de energía de una central localizada en el extranjero y conectada al SEN.

La LIE establece criterios relacionados a la generación distribuida, generación que emplea tecnologías de pequeña escala, que produce electricidad cerca de sus usuarios finales y establece reglas para que este tipo de generación tenga acceso abierto y no discriminatorio a las redes generales de distribución y mercados donde pueda comercializar su producción.

Se brinda posibilidades a los generadores en:

- Venta de electricidad en el MEM bajo sistema de venta por precio marginal, medio con el que las empresas pueden competir y llevar a una reducción de precios de la tarifa eléctrica.
- Venta entre generadores y usuarios mediante contratos bilaterales de largo plazo, utilizando redes públicas de transmisión y distribución.
- Venta utilizando contratos bilaterales entre empresas para abasto aislado con clientes sin conectarse a las redes públicas de transmisión y distribución.
- Como productores de electricidad que actúan conforme a la legislación anterior, denominados “contratos legados”. Con dos opciones: a) continuar vendiendo sus excedentes de producción a la CFE, o b) pasar al nuevo esquema de mercado mayorista, con la posibilidad de volver a su régimen anterior durante los 5 años siguientes a su decisión.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

4.2.2. Transmisión y distribución

Los componentes del SEN son la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución pertenecen de manera exclusiva y estratégica al Estado, son regulados y administrados por el mismo.

La reforma permite la posibilidad de participación a la inversión privada a través de contratos para contribuir en el financiamiento, instalación, mantenimiento y modernización de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

El CENACE asegura un acceso abierto al sistema sin discriminación de los participantes. Cualquier participante interesado en conectarse a la red tendrá derecho a hacerlo y recibirá el mismo trato que otro participante, sin dar prioridad de contratación, confirmación o asignación de capacidad de la red a ninguno.

En el PRODESEN se podrán incluir programas referentes a la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución, que pueden ser comentadas por la CRE. En cuanto al mantenimiento de las redes del MEM, los usuarios deben seguir la coordinación y las instrucciones del CENACE, operador del sistema.

En los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución incluidas en los programas del Estado, a través de SENER, se podrán ejecutar formando asociaciones o mediante contratos con particulares.

4.2.3. Suministro

En la nueva estructura del mercado eléctrico se establecen tres tipos de suministro:

- *Suministro de servicio calificado.* Bajo régimen de competencia en el que participan usuarios calificados (usuarios con consumo mayor a 1MW)
- *Suministro de último recurso.* Usado por tiempo limitado para mantener la continuidad del servicio cuando un suministrador calificado deje de prestar servicio.
- *Suministro básico.* Se provee bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite y no participa en el esquema de usuarios calificados MEM.

Los suministradores de servicio básico (SSB) venden su electricidad a precios regulados; sus contratos de cobertura eléctrica se celebran a través de subastas de mediano y largo plazo y tienen la obligación de dar servicio universal en la zona que operan (todos los usuarios que lo

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

requieran deben ser atendidos). En la actualidad la CFE es el único suministrador de servicio básico.

La CRE expide las metodologías para el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para los servicios de transmisión y distribución, y suministradores de servicios básicos. Las tarifas deben asegurar la recuperación de costos considerados eficientes para la empresa que realiza la actividad tarifada.

Las tarifas de transmisión que determinó la CRE conforme a lo indicado en el documento Preguntas Frecuentes (Comisión Reguladora de Energía, n.d.), considera lo siguiente para el periodo de 2016 -2018:

- El cargo se realiza por medio de la modalidad de estampilla postal, que se determina con base en las inyecciones o extracciones que hacen los usuarios de la red, ponderada por el nivel de tensión, dependiendo si los usuarios son generadores o consumidores (Usuarios Calificados o Suministradores);
- Las tarifas se dividen en dos bloques según el nivel de tensión (tensión mayor o igual a 220 kV y menor a 220 kV);
- Se cobrará el 30% a los generadores y el 70% a los consumidores.

4.2.4. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Con la reforma se creó el MEM, y es operado por el CENACE, en el que los participantes podrán vender y comprar energía eléctrica, Potencia, Certificados de Energías Limpias (CELS), Servicios Conexos, y cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN.

La CRE indica en el documento de Preguntas Frecuentes (Comisión Reguladora de Energía, n.d.) que el MEM de México se compone por:

- El Mercado de energía de corto plazo;
- El Mercado para el balance de Potencia;
- El Mercado de Certificados de Energías Limpias;
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, y
- Subastas de mediano y largo plazo.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

En el MEM se establece un mercado de corto y largo plazo, se crea un mercado spot donde la energía se compra o vende a través de CENACE y se paga al contado al momento de la entrega, y también mediante contratos de cobertura eléctrica. Busca optimizar el despacho de la electricidad en el mercado spot despachando la energía de menor costo en periodos cortos y asegurar la inversión de generadores a través de contratos de largo plazo.

La CRE emite las bases del mercado abierto; y CENACE, las disposiciones operativas conformadas por Manuales de Prácticas de Mercado, Guías Operativas, y Criterios y Procedimientos de Operación que en conjunto corresponden a las reglas de mercado. Sin embargo, en apego a la Ley de la Industria Eléctrica, la SENER emitió por única ocasión las primeras Reglas del Mercado en el DOF el 8 de septiembre de 2015 (Secretaría de Gobernación, 2015).

El MEM debe proporcionar el precio de la electricidad, actuar como un canal de distribución para productores de electricidad y una fuente de suministro para los proveedores de electricidad y grandes consumidores como los clientes industriales (usuarios calificados), y comercializar otros productos que permitan garantizar el suministro con el objeto de mantener una adecuada gestión de riesgos del sector para contribuir en la inversión futura en generación y transmisión.

Participantes del Mercado

El mercado de energía eléctrica está compuesto por la demanda de energía por parte de usuarios calificados y suministradores, y la oferta de energía por parte de los generadores y comercializadores. El CENACE da las instrucciones de despacho de acuerdo con las ofertas más económicas, sujeto a la restricción de confiabilidad del sistema y se convierte en el operador del sistema y el mercado.

Es importante indicar que la electricidad es un bien con características particulares, es muy caro almacenarla y su mercado debe cumplir con que el despacho eléctrico debe coincidir con la cantidad de energía demandada (“*market clearing*”) para no causar externalidades por falla en el suministro a los consumidores.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Mercado a Corto Plazo

Se conforma por un sistema de subastas, precios y contratos en la que los participantes del mercado presentan ofertas por compra y ofertas por venta para su utilización. El mercado cuenta con 3 modalidades:

- Tiempo real.
- Hora en adelante (para la segunda etapa del MEM)
- Día en adelante

Costos y precios

El precio en este mercado es fijado en el punto en el que la demanda es igual a la oferta. La oferta está dada por los costos de electricidad variables que dependen de la tecnología con la que se genera la misma. El generador con el costo más bajo es despachado primero, y después el siguiente con menor costo hasta cubrir la demanda. Luego, el precio que reciben los generadores corresponde al costo de la última central despachada.

Asimismo, los precios del Mercado Eléctrico Mayorista son Precios Nodales, es decir, se calculan en cada nodo de precios (nodoP) del sistema con base en 3 componentes, como se indica (Comisión Reguladora de Energía, n.d.) :

- Componente de energía;
- Componente de congestión, y
- Componente de pérdidas.

El precio se diseñó para mostrar el costo marginal de generar electricidad, contar con señales económicas que indiquen la saturación de las redes del sistema y el nivel de pérdidas en la transmisión.

El MEM es un mercado de costos variables que cuenta con instrumentos como la Potencia y los certificados de energías limpias (CELS) que permiten cubrir los costos fijos de ciertas centrales eléctricas.

4.2.5. Comercialización

La LIE establece las actividades de comercialización entre las que se encuentra:

- Suministro eléctrico a usuarios finales.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

- Representar a las centrales eléctricas con generación menor de 0.5 MW en el MEM.
- Celebrar transacciones y contratos de compra-venta referentes a:
 - Energía eléctrica
 - Servicios conexos incluidos en el MEM
 - Potencia o cualquier otro producto para garantizar la suficiencia de recursos para afrontar la demanda eléctrica
 - Derechos financieros de transmisión
 - Certificados de Energías Limpias

La LIE define usuarios de suministro básico a aquellos con un consumo final menor a 1MW, los cuales recibirán su servicio eléctrico mediante la EPS de CFE encargada de este tipo de suministro; y los usuarios calificados con consumo mayor a 1MW, pueden o no participar en el MEM o firmar contratos de cobertura con el generador de su preferencia.

La CFE debe adquirir la energía mediante subastas de contratos de cobertura eléctrica que realiza el CENACE.

4.2.6. Regiones de control del SEN

El SEN, se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país, el Sistema Eléctrico Baja California (BC), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulegé (SEM).

Conforme a lo indicado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 – 2032 - PRODESEN 2018 – 2032 - (SENER, 2018), el SEN está integrado por 10 regiones de control, de las cuales 7 se encuentran interconectadas y conforman el SIN. En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, por lo que el intercambio de los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas hace posible un funcionamiento más económico y confiable. Las tres regiones de control eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica son: Baja California, Baja California Sur y Mulegé, todas situadas en la Península de Baja California.

La *Figura 1* muestra las Regiones de Control del Sistema Eléctrico Nacional.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo



Figura 1: Mapa de regiones del SEN Fuente: Programa de Desarrollo de Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, SENER.

Capacidad instalada

Conforme a la información indicada en el PRODESEN 2018-2032 (SENER, 2018), la capacidad instalada del SEN en 2017 fue de 75,685 MW, 70.5% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 29.5% a centrales eléctricas con tecnologías limpias.

Respecto a la capacidad instalada al menos el 37% requería como combustible gas natural y esta proporción podría incrementarse hasta más del 50% pues algunas centrales tienen la opción de elegir el gas natural como combustible secundario si es conveniente.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 1: Capacidad instalada por tipo de tecnología (MW) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032. Adicional capacidad de generación y combustible.

Tecnología	2017	No. Centrales	Capacidad de generación(%)	Combustible
Convencional	53,358	526		
Ciclo combinado	28,084	83	37.11%	Gas natural
Termoeléctrica convencional	12,546	59	16.58%	Carbón, gas natural, diésel y el combustóleo
Carboeléctrica	5,378	3	7.11%	Carbón importado y combustóleo
Turbogás	5,136	131	6.79%	Gas natural y diésel
Combustión Interna	1,634	248	2.16%	Diésel principalmente, gas natural, gas asociado, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y combustóleo.
Lecho fluidizado	580	2	0.77%	Carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos o agrícolas, o coque de petróleo
Limpia	22,327	271		
Renovable	19,462	239		
Hidroeléctrica	12,642	86	16.70%	
Eólica	4,199	45	5.55%	
Geotérmica	926	8	1.22%	
Solar	214	23	0.28%	
Bioenergía	1,007	77	1.33%	
Generación Distribuida(GD)	434		0.57%	
FIRCO	40		0.05%	
Otras	2,865	32		
Nucleoeléctrica	1,608	1	2.12%	
Cogeneración eficiente	1,251	30	1.65%	
Frenos regenerativos	6.61	1	0.01%	
Total	75,685	797	100.00%	

En los últimos años se ha incrementado la capacidad instalada de generación por tecnologías convencionales en centrales de ciclo combinado. La evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología de generación en los últimos 15 años se puede observar en la *Figura 2*.

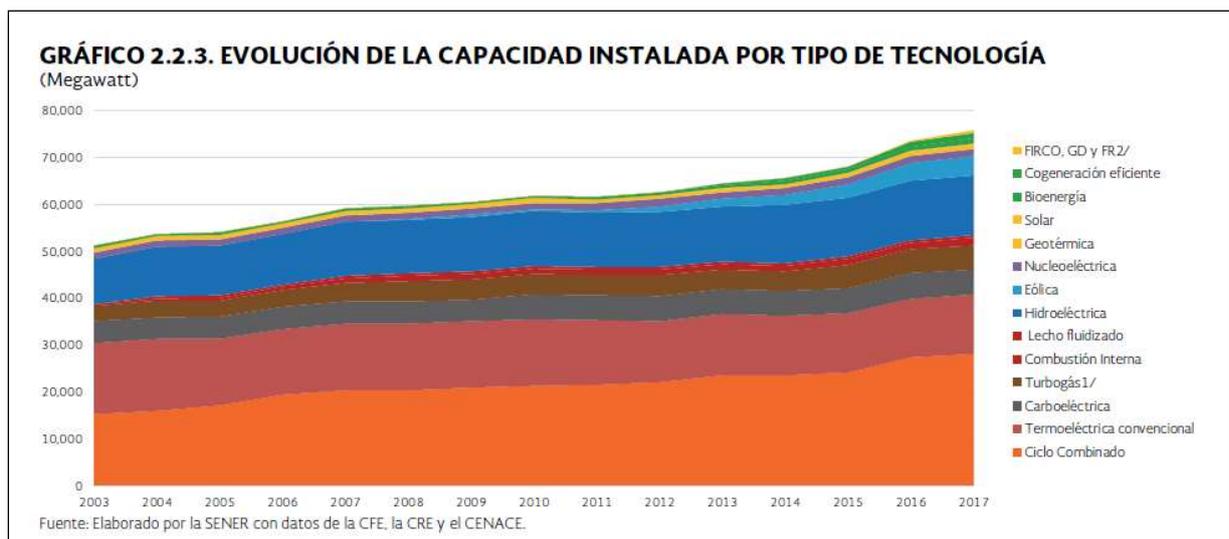


Figura 2: Evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología (MW) Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER.

Nótese que en los últimos años el gas natural se ha considerado como una alternativa importante en su uso como combustible de generación eléctrica. Por una parte, las plantas de ciclo combinado, contrario a las antiguas plantas de gas (centrales de ciclo térmico

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

convencional), tienen periodos de construcción cortos y requieren inversiones pequeñas lo cual podría contribuir en permitir la entrada de nuevos productores e incrementar el grado de competencia en los segmentos de generación. Por otra parte, las emisiones de gases invernadero de dichas centrales son mucho más reducidas, y las reservas de gas natural se encuentran más diversificadas y menos expuestas al riesgo geopolítico³ (Furió & Chuliá, 2012).

Conforme a lo indicado en el PRODESEN, la capacidad instalada en 2017 por región de control y entidad federativa corresponde como sigue:

- El 62.5% de la capacidad total concentrada en 3 regiones de control: Oriental, Occidental y Noreste
- El 29.4%, concentrada en 4 regiones de control: Central, Noroeste, Norte y Peninsular
- El 7.5% en los sistemas aislados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé

Generación

Conforme a la información indicada en PRODESEN 2018-2032 (SENER, 2018) se muestra que al menos el 50% de la energía generada en 2017 provenía de la tecnología de Ciclo Combinado, la cual emplea el gas natural como combustible cuya capacidad se ha incrementado en los últimos años como se muestra en la *Figura 2*. También existen otras tecnologías que podrían utilizar gas natural para la generación eléctrica.

³ Las mayores reservas de gas natural se localizan en Medio Oriente y Eurasia.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 2: Generación de energía eléctrica (GW-h⁴) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032. Se adiciona porcentaje de generación y combustible.

Tecnología	2017	Generación (%)	Combustible
Convencional	259,766	78.92%	
Ciclo combinado	165,245	50.20%	Gas natural
Termoeléctrica convencional	42,780	13.00%	Carbón, gas natural, diésel y el combustóleo
Carboeléctrica	30,557	9.28%	Carbón importado y combustóleo
Turbogás	12,849	3.90%	Gas natural y diesel
Combustión Interna	4,006	1.22%	Diésel principalmente, gas natural, gas asociado, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y combustóleo.
Lecho fluidizado	4,329	1.32%	Carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos o agrícolas, o coque de petróleo
Limpia	69,397	21.08%	
<i>Renovable</i>	<i>51,578</i>	<i>15.67%</i>	
Hidroeléctrica	31,848	9.68%	
Eólica	10,620	3.23%	
Geotérmica	6,041	1.84%	
Solar	344	0.10%	
Bioenergía	1,884	0.57%	
Generación Distribuida (GD)	760	0.23%	
FIRCO	82	0.02%	
Otras	17,818	5.41%	
Nucleoeléctrica	10,883	3.31%	
Cogeneración eficiente	6,932	2.11%	
Frenos regenerativos	4	0.00%	
Total	329,162	100.00%	

Alexopolus (2017) expone que el cambio de utilizar carbón al uso de gas en la generación eléctrica puede atribuirse a la abundancia de gas natural a bajo precio, mientras se generan externalidades positivas debidas al cambio de combustible en la salud y el clima.

Para la generación eléctrica con base en el gas, existen 2 tipos de centrales: las centrales de ciclo térmico convencional (CTC) y las centrales de ciclo combinado (CCC). Las centrales térmicas convencionales tienen una turbina conectada a un generador eléctrico y usualmente abastecen la demanda de carga pico con eficiencia moderada (35% al 42% a carga completa). Su eficiencia es más alta comparada con las estaciones térmicas tradicionales basadas en carbón. Por otra parte, las centrales de ciclo combinado abastecen la demanda eléctrica de carga base e intermedia. La CCC es idéntica a la CTC pero el calor asociado a la salida de gases de la turbina de gas se reutiliza para calentar agua y generar vapor. El vapor se hace pasar por otra turbina acoplada a un generador, donde la recuperación del calor genera energía eléctrica adicional. La tecnología ha permitido incrementar la temperatura de los gases a la turbina y reducir el costo de inversión y las emisiones. Las CCC están diseñadas para responder rápidamente a cambios en la demanda eléctrica. Pueden operar al 50% de la capacidad nominal con una moderada reducción de su eficiencia (50-52% a 50% de carga

⁴ GW-h. GigaWatt-hora

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

comparado con 58-59% a carga completa) (Alexopoulos, 2017). Esta última característica de la tecnología de CCC permite que este tipo de centrales se utilicen para la generación de electricidad como alternativa/solución a la generación eléctrica intermitente proveniente de recursos de energía renovable siempre y cuando se cuente con suficiencia y confiabilidad en el suministro de gas natural y capacidad disponible para generación eléctrica.

PRODESEN 2018-2032 enfatiza que las entidades con mayor déficit energético son Aguascalientes y Quintana Roo en 2017.

Al mismo tiempo, se ha observado un incremento en las importaciones de gas natural debido al decremento en la producción de gas en México y el incremento en el consumo de gas; en su mayoría las importaciones provienen de los EUA por su bajo precio. En 2018 las importaciones de gas natural representaron hasta el 66.1% del consumo nacional conforme a lo indicado en el Prontuario de estadístico de diciembre 2018 (Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, 2018) .

Transmisión

El PRODESEN 2018-2032 indica que la transmisión y distribución eléctrica, reservada al Estado, cuenta con una Red Nacional de Transmisión (RNT) a lo largo del territorio nacional, que se agrupa en 53 regiones de transmisión, donde 45 regiones están interconectadas en el SIN y el resto pertenecen a los sistemas BCS y BCA que operan de forma aislada. La *Figura 3* muestra las interconexiones entre las regiones de transmisión y el *Apéndice A* indica las regiones de transmisión.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

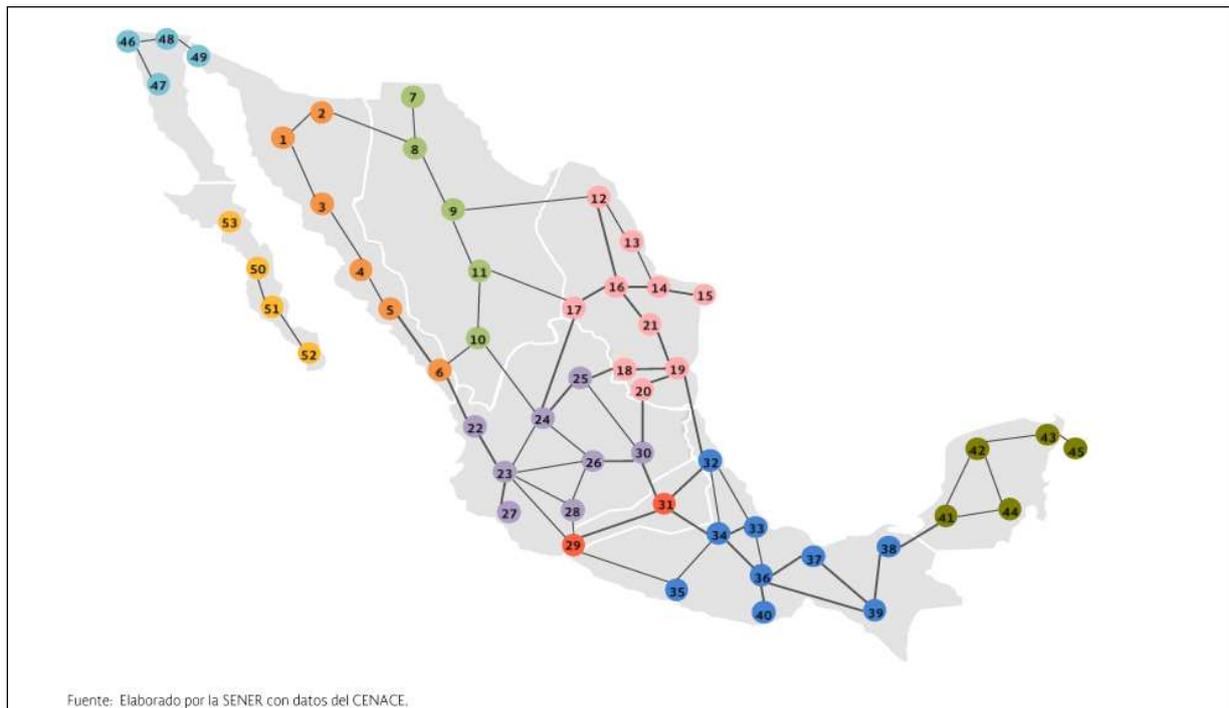


Figura 3: Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER.

La capacidad de transmisión por región de control se muestra en la *Tabla 3*:

Tabla 3: Capacidad de transmisión por Región de Control (MW) Información a 2017 Fuente: PRODESEN 2018-2032.

Región de Control	Capacidad 2017 (MW)	Capacidad de transmisión (%)
Central	11,650	15.19%
Oriental	16,450	21.45%
Occidental	13,200	17.21%
Noroeste	6,955	9.07%
Norte	4,385	5.72%
Noreste	18,960	24.72%
Peninsular	3,329	4.34%
Baja California	1,498	1.95%
Baja California Sur	270	0.35%
SIN	74,929	97.69%
SEN	76,697	100.00%

La *Figura 3* muestra que existe una interconexión entre las regiones de transmisión Tabasco (Num. 38) y Lerma (Num 41) en las entidades de Tabasco y Campeche respectivamente, que permite la transmisión y abastecimiento de energía eléctrica a la Península de Yucatán.

Sin embargo, para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica pronosticado a 2021, según lo indicado en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución de Mercado Eléctrico Mayorista (Centro Nacional de Control de Energía, 2018), se requiere expandir la RNT que permitirá

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

interconectar bloques de generación de energía limpia y de ciclo combinado y minimizar las congestiones de red. El objetivo de estas obras busca permitir alcanzar la Ley de Transición Energética de un 35% de generación proveniente de energías limpias; mejorar la confiabilidad del SEN, aumentar la eficiencia del MEM y reducir costos de congestión. Un proyecto indicativo de transmisión en el PAM 2018-2032, que corresponde a proyectos que pueden ser necesarios para el SEN y estar sujetos a expectativas de crecimiento y otros proyectos de generación en su zona de influencia, contempla el P18-PE3 Lerma Banco 2 con la actualización del Entronque Escárcega Potencia-Ticul (400kV); u otros proyectos propuestos por CENACE, el P17-PE2 Puerto Real Bancos 1 y 2 que atiende problemáticas de suministro en Cd. Carmen/ Camp. y los P17-MR1 y P18-PE2 Interconexión Sureste-Peninsular, para atender la problemática de congestiones e integración de energías limpias entre Tabasco; Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

Además, se tiene otro proyecto referente a la actualización y reemplazo de equipos para la transmisión de energía que corresponde a la actualización de los CEV⁵ obsoletos mediante el M18-SIN1 Proyecto de Inversión CEV para CFE Transmisión 2019-2022 de la RNT, para dar confiabilidad a la transferencia de flujos de potencia entre 6 de las 9 regiones (en Sin., Tamps., S.L.P., Edo. Méx., Oax., Camp. y Q. Roo). Este proyecto evitará incrementar el costo operativo del MEM y la tarifa al usuario final. En caso de falla de los equipos de potencia reactiva, el suministro de potencia reactiva se realizará a través de las centrales generadoras con impacto negativo entre indicadores económicos del MEM, incrementando costos de operación y la tarifa al usuario final (Centro Nacional de Control de Energía, 2018).

En el Diagnóstico de Congestionamientos en el SEN 2018-2024 (Centro Nacional de Control de Energía, 2018), se indica que algunos enlaces de la RNT alcanzarán su límite de transmisión, lo que impedirá despachar centrales por el orden económico, se asignaran unidades de mayor costo para atender la demanda y evitar rebasar los límites de transmisión en los enlaces y poner en riesgo la confiabilidad del sistema. Así, esta congestión de la RNT incrementa el costo de operación del sistema.

⁵ CEV. Compensador Estático de Var. Equipo de compensación dinámica de Potencia Reactiva

5. El gas natural y el sistema de gasoductos

5.1. El gas natural

La producción de gas natural en México ha presentado una reducción importante que se ha visto reflejada en las importaciones para abastecer el consumo de este combustible para el proceso de generación eléctrica, como se muestra en la *Figura 4*.

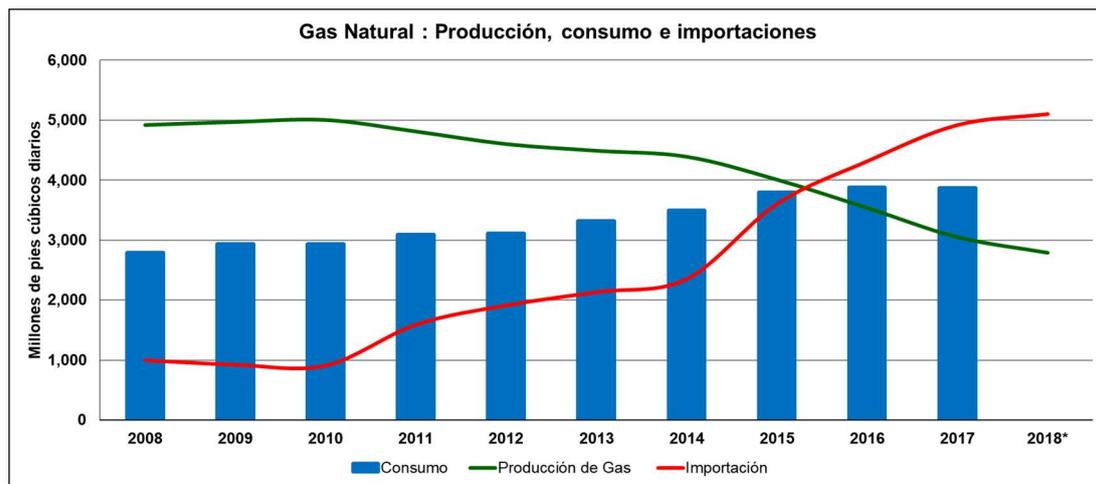


Figura 4: Producción, importación y consumo de gas natural en el sector eléctrico. Fuente: Elaboración con información SIE-SENER.

Se observa que la participación del sector eléctrico en el consumo nacional de gas natural se ha incrementado de forma importante en los años más recientes (*Figura 5*), en parte debido a los acuerdos de reducción de emisiones contaminantes, así como con la relación que existe por el bajo costo de gas natural asociado a las importaciones provenientes de Estados Unidos (EUA). Pues en los EUA, “la revolución energética permitió la reducción del precio del gas natural, con una caída en el precio de 7.7 a 3.8 USD/MCF de 2007 a 2012” (Alcaraz, Carlo (Banco de México), Villalvazo Martin, 2016).

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

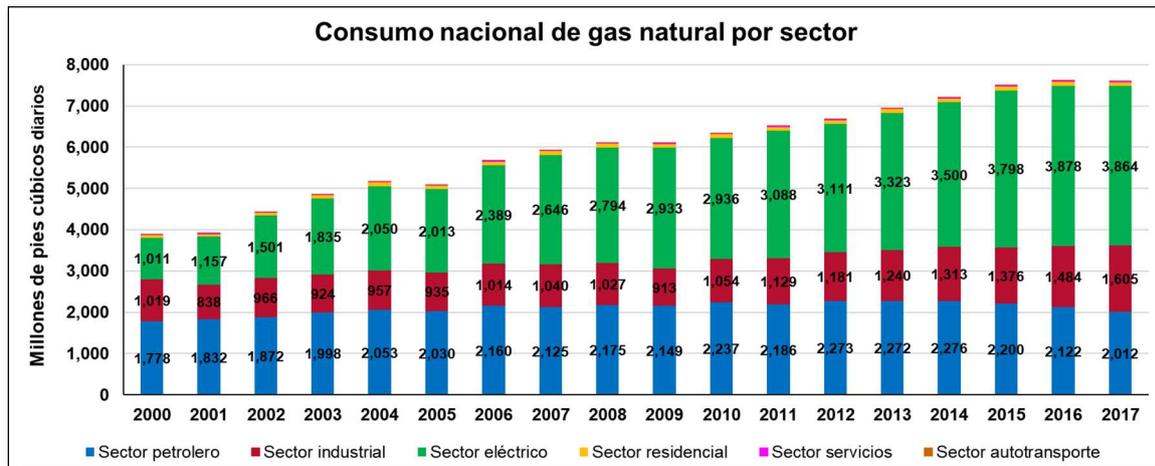


Figura 5: Consumo de gas natural en el sector eléctrico. Fuente SIE-SENER.

La relación entre el precio del gas natural y el resto de los combustibles asociados a la generación eléctrica se ha mantenido. El gas natural es el combustible de menor precio como se muestra en la *Figura 6*, que muestra los precios en promedio mensual que se reportan para combustibles según SIE-SENER.

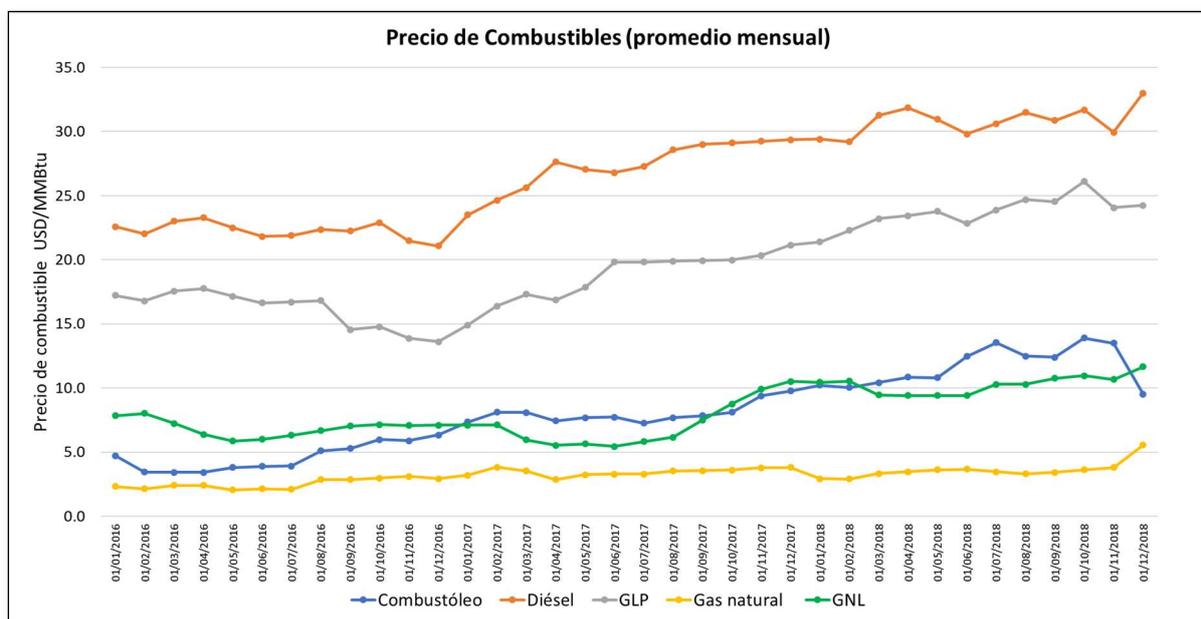


Figura 6: Precios de combustibles en el sector eléctrico. Fuente SIE-SENER.

México es un importante consumidor de gas natural, y uno de sus usos principales es la producción de electricidad. En 2018, el 66 por ciento de la electricidad se generaba con gas natural y el 65 por ciento del consumo total consistió en suministro de gas importado (Lajous, 2018).

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

5.2. El sistema de gasoductos

Los gasoductos de transporte y distribución conducen el gas natural entre estaciones o plantas para su compresión, procesamiento y distribución. Estos incluyen tanto los ductos nacionales como ductos de internación, es decir aquellos cuya capacidad está destinada a la importación de hidrocarburos.

La expansión del sistema de gasoductos es propuesta por la SENER mediante el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. En la Tercera Revisión del Plan Quinquenal 2015-2019 (Secretaría de Energía, 2016), se indica que los proyectos incrementarían en 2,622 km la red de gasoductos, y que aparentemente Nayarit no contaría con ductos de ningún tipo.

La regulación de estos ductos está a cargo de la CRE. Aunque adicionalmente, los ductos de transporte y distribución de gas natural, de carácter público, están integrados al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SINTRAGAS), cuyo gestor y administrador independiente es el CENAGAS. La integración de los ductos privados de gas natural al SINTRAGAS es de carácter voluntario, por lo que existen varios gasoductos que no pertenecen a ese sistema como los gasoductos pertenecientes a Energía Mayakán (Ver *Figura 7*).

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) tiene una longitud de 8,610.797 Km, los cuales atraviesan por diversos estados de la república, el sistema está constituido por ductos que van desde 4" hasta 48" de diámetro, estaciones de compresión con una potencia instalada total de 256,400 (Hp), entre otros equipos que distribuyen el gas natural a distintos usuarios (Centro Nacional de Control de Gas Natural, 2016)(Centro Nacional de Control del Gas Natural, 2017). El *Apéndice D* contiene una descripción gráfica del sistema y el *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* tiene la longitud estimada de gasoductos por km por entidad.

El comunicado oficial emitido por la (Comisión Reguladora de Energía, 2018) referente a la nueva división de zonas tarifarias aplicables al SISTRANGAS indica que este sistema está compuesto por siete permisos de transporte que, en suma, acumulan una red de ductos de transporte de gas natural de 10 mil 55 kilómetros.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo



Figura 7: Gasoductos principales, en naranja los ductos asociados a Sistrangas y en azul los ductos no asociados, en rosa puntos de entrada de gas al sistema. Fuente: Elaboración con información de base de datos Infraestructura de gas natural (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, n.d.).

Recientemente se ha desarrollado infraestructura de transporte de gas natural desde los centros logísticos del sur y del oeste de Texas hasta los centros consumidores del norte, occidente y centro del país. Estos gasoductos llevan el gas natural predominantemente a centrales eléctricas en dichas regiones y también al sector industrial. En lo que queda de la presente década concluirá el ciclo actual de construcción de gasoductos, por los cuales fluyen grandes volúmenes de gas importado para mantener el abasto de gas natural. El sistema de gasoductos también permite suplir la declinación de la producción nacional de gas con molécula importada.

La nueva infraestructura que corresponde a nuevas redundancias del sistema de transporte y la diversificación de fuentes de gas natural contribuyen a la seguridad del suministro de este energético.

En 2017, un total de 22 proyectos de gasoductos fueron licitados por CFE con una longitud total de 6,244.54 kilómetros e incluyen tanto ductos marinos (Sur de Texas-Tuxpan) en el Golfo de México, como dos ductos para ser construidos en el oeste de Texas, Estados Unidos (Waha-Presidio y Waha-San Elizario). Además, un total de 86 razones sociales empresariales fueron identificadas como los promotores de 169 proyectos de ductos en el país, con una

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

longitud total de 10,090 km destinada principalmente al transporte de gas (97.2%). Se identificó que existen cinco razones sociales que concentran en su poder más de la mitad de los ductos privados, estas son: Tag Pipelines, Gasoducto de Aguaprieta, Transportadora de Gas Natural del Noroeste, Sonora Pipeline y Energía Mayakán (LLano & Flores, 2017).

6. Revisión de Literatura

Se encontraron diversos artículos que buscan la relación entre el precio de la electricidad y el precio del gas natural utilizando un enfoque de series de tiempo empleando modelos de Vectores Autorregresivos (VAR) o modelos de Vectores con Error de Corrección (VEC) generalmente, buscando la relación entre la integración o cointegración de las series de precios de electricidad y los combustibles relacionados.

Entre ellos podemos mencionar a (Mjelde & Bessler, 2009) que examinan la interrelación entre precios de electricidad y cuatro combustibles fuente como gas natural, crudo, carbón y uranio; y encuentran que en los picos de precios de electricidad reaccionan a los choques de precios en gas natural. (Furió & Chuliá, 2012) investigan las relaciones causales entre los precios de la electricidad española, el crudo Brent y el gas natural de Zeebrugge (Bélgica), que son los combustibles relevantes para esa economía. Ellos encuentran que los precios del gas natural en el mercado de adelanto son relevantes en la formación de precios de electricidad española. (Furió & Población, 2018) analiza la relación entre los precios de electricidad y los precios de gas natural y encuentran que los precios futuros del gas natural y la electricidad se encuentran cointegrados y además comparten una dinámica común de largo plazo. (Emery & Liu, 2002) analizan la relación entre los precios futuros de la electricidad y el gas natural para California Oregon Border y Palo Verde y encuentran que los precios futuros del gas natural y la electricidad se encuentran cointegrados. (Brown & Yücel, 2008) prueban la causalidad de Granger entre los precios de la electricidad (PJM, USA) y el gas natural (Henry Hub) y encuentran causalidad bidireccional entre precios de la electricidad y el gas natural, encuentran que las desviaciones de corto plazo pueden explicarse con influencia del clima, almacenamiento de gas natural, estacionalidad y producción. (Woo et al., 2011) Encuentra causalidad unidireccional del gas natural hacia los precios de la electricidad. (Alexopoulos, 2017) hace un estudio mediante una ventana rotativa de pronóstico y examina el desempeño del promedio del costo del gas natural como predictor de precios de la electricidad a nivel nacional y regional; y encuentra que el precio del gas natural es un predictor importante debido a la infraestructura existente y el mercado competitivo en EUA. (Mohammadi, 2009) investiga la relación entre los precios de la electricidad y los precios de los activos que componen su mezcla de generación. Encuentra dependencia de los precios de la electricidad de largo plazo y precios del carbón observados, mientras que los precios de gas natural y el

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

crudo no tienen un efecto significativo en la evolución de los precios de la electricidad. (Nakajima & Hamori, 2013) Aplican la técnica VAR con rezagos aumentados para probar relaciones de causalidad Granger entre los precios de la electricidad, los precios del gas natural y los precios de crudo. Encuentran que los precios de gas muestran causalidad Granger en la media de los precios de la electricidad. (Papaioannou, Dikaiakos, Stratigakos, Dramountanis, & Alexandridis, 2018) Investigan las relaciones de corto y largo plazo entre los precios spot de la electricidad en Grecia, el crudo Brent, el gas natural, el costo de la lignita entre 2007 y 2014. Encuentran cointegración y prueban causalidad Granger con un modelo VEC, encuentran relaciones importantes de largo plazo, y que en el corto plazo los precios de la electricidad no se encuentran afectados por estas variables.

Sin embargo, fue difícil encontrar literatura específica con relación al análisis referente a la oferta de gas natural y su efecto en el precio de la electricidad en alguna región o país.

Se encontró que (Alcaraz & Sergio Villalvazo, 2016) investigaron sobre el efecto del desabasto de gas natural entre el segundo trimestre de 2012 y la segunda mitad de 2013 en la economía mexicana. Momento en el que PEMEX implementó un sistema para restringir las cantidades de gas natural utilizadas en el sector manufacturero para algunas regiones en el país. Dicha información les permitió construir un índice de desabasto por región, cuantificaron el desabasto de gas que afectó al sector manufacturero y con el PIB utilizaron un modelo de efectos fijos de estado y tiempo. Estimaron que el desabasto de gas redujo la tasa anual de crecimiento del PIB mexicano en 0.28 puntos porcentuales en el segundo trimestre de 2013.

Además, existe un análisis económico referente al consumo de gas natural para la generación eléctrica. (Martínez, Soria, Martínez, & Rebollar, 2015) investigan sobre el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica en México con información anual entre 2005 y 2014, correspondiente al periodo previo a la generación y operación del Mercado Eléctrico Mayorista para consumidores calificados. Encuentran que el consumo de gas natural para generación en el país es inelástico, y que el combustóleo y el diésel no son sustitutos reales; pues el diésel no puede competir en costos por KWh generado con el gas natural.

Finalmente, se sabe que hasta ahora no se han realizado análisis que hayan sido publicados en relación con los precios de gas natural, la oferta de gas natural y los precios de electricidad en el MEM en México, probablemente debido a la reciente creación de este Mercado Eléctrico. Por lo que este análisis, es pionero en su tipo, y busca identificar si existe una relación entre el

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

precio de la electricidad, el precio del gas natural y la oferta de gas natural en el MEM en México. Además, puede ser un precedente a análisis futuros, que cuenten con más información disponible, información para un periodo de tiempo mayor y/o nuevas variables, que permitan realizar un estudio más detallado.

7. Datos y metodología

7.1. Datos

La información colectada consistió en precios de electricidad del MEM, precios de gas natural, la mezcla de crudo mexicana y el consumo de algunos combustibles. Las diferentes fuentes de información y las variables consideradas se detallan a continuación.

El precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista se obtiene de los Precios Marginales Locales, que son publicados en la página web <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>, administrada por (Centro Nacional de Control de Energía, 2016b). Se utilizaron los reportes diarios correspondientes a los Precios Marginales Locales referentes a los NodosP⁶ definidos para el Mercado de Energía de Corto Plazo en el Mercado de Día de Adelanto (PLM MDA)⁷. Este análisis del mercado eléctrico comprende el periodo de enero de 2016 a diciembre de 2018.

La identificación de precios por entidad y región de control respecto de los precios por nodo reportados empleó el Catálogo de nodosP⁸, publicado en la página web <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx> (Centro de Control Nacional de Energía, 2016). También se encuentra publicada la Energía liquidada por tipo de tecnología a nivel nacional en la página web <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/EnergiaGenLiqAgregada.aspx> (Centro Nacional de Control de Energía, 2016a)⁹.

SENER en su portal Sistema de Información Energética (SIE) en la página web <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas> administrada por (Secretaría de Energía, n.d.) resguarda información referente a Volumen y ventas de gas natural por sector,

⁶ Un NodosP o nodo de fijación de precios corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.

⁷ La información se encuentra a partir del inicio de operaciones del mercado en cada uno de los sistemas interconectados: 27 de enero de 2016 (Baja California), 29 de enero de 2016 (Sistema Interconectado Nacional) y 23 de marzo de 2016 (Baja California Sur). Nótese que la tarifa del MEM es diferente a las tarifas reguladas para los Usuarios Finales del Suministro Básico

⁸ Se utilizaron diferentes catálogos de nodos P desde el archivo inicial “Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2016 05 06 1300.xlsx” hasta “Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2018 12 19.xlsx” que corresponde al último catálogo publicado en 2018, para incorporar e identificar los nuevos nodos durante el periodo de estudio.

⁹ Sin embargo, al estar agregada a nivel nacional, no fue posible utilizarla como variable independiente para la regresión.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

en el área de Hidrocarburos, Gas Natural con el que se puede obtener un precio promedio mensual referente al gas natural en el sector de generación eléctrica, a partir de 2002 y hasta diciembre de 2017. La información se encuentra incompleta para nuestro periodo de análisis del MEM (2016-2018) por lo que no es posible utilizarla.

Otras de las instituciones a las que se solicitó información referente a la generación eléctrica fueron CENACE, la CRE, la CFE, PEMEX TI, a través del Portal de Transparencia <https://www.plataformadetransparencia.org.mx/web/guest/inicio> administrado por (Instituto Nacional de Acceso a la Información, n.d.). Al no contar con información pública referente al precio de gas natural para generación con frecuencia diaria, este se estimó como se indica.

El consumo nacional de gas natural se ha incrementado, y se ha reducido la producción de gas nacional debido a la declinación de campos; por lo que han aumentado las importaciones de gas natural para cubrir la demanda del mismo. La mayoría de las importaciones de gas natural a nuestro país provienen de EUA; por lo que se toma como referencia el precio para gas natural Henry Hub reportado por Reuters y la IEA (U.S. Energy Information Administration, n.d.) para enero de 2016 a diciembre de 2018, serie de frecuencia diaria de lunes a viernes.

También se utilizó el precio diario de la Mezcla Mexicana de crudo reportado en Sistema Integral sobre Economía Minera en la página web http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti_brent_mme.html# (Datos gob.mx, n.d.) en el periodo de enero de 2016 a diciembre 2017 y el Histórico de Precios de petróleo de la Mezcla Mexicana de Exportación publicada en la página web <http://www.oilbmex.mx/oilbmex-precio-mme.php?pagenum=19> por Oilbmex (Oil Business México, n.d.) para el periodo de enero de 2017 a diciembre 2018.

Respecto a la identificación de Centrales de Ciclo Combinado, se utilizó la base de datos de generación para PIIRCE (Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas) publicada en la página web <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462> con información de plantas de generación por tipo, publicado en datos gob.mx (Secretaría de Energía, 2018).

En la información diaria, se identificaron eventos a los que se denomina “periodos de escasez de gas natural” en los cuales la oferta de gas natural se limitó a través de las importaciones al país como consecuencia de eventos de fuerza mayor como desastres naturales (huracanes) o tareas de mantenimiento en infraestructura del sistema de gas. Los periodos de escasez de gas

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

natural se identificaron en el Prontuario Estadístico de Gas Natural y Petroquímicos que publicó SENER en diciembre de 2017 (Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, 2017) y en diciembre de 2018 (Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, 2018)¹⁰.

Como se mencionó anteriormente, el objetivo consistió en analizar el precio de la electricidad en el MEM, bajo las nuevas reglas de mercado y verificar si existe una relación entre el precio del gas natural, el precio de la mezcla de crudo y el precio de la electricidad con la información disponible sobre precios PML en su periodo de operación de enero de 2016 a diciembre 2018. Pues se desea estimar el efecto del precio de los insumos en la generación eléctrica en el precio de la electricidad en el MEM.

A finales del periodo de análisis, después de prórroga para la respuesta a las solicitudes realizadas en el Portal de Transparencia, se recibió respuesta a *la solicitud N° 1816400029919 de CFE*. La CFE proporcionó consumo de combustibles para generación por tipo (gas natural, carbón, diésel y combustóleo) agregados a nivel Central de Generación en formato mensual para el periodo 2016 -2018, se indicó que los precios de compra de gas natural en cada una de sus centrales es información clasificada como **reservada y confidencial** por al menos 5 años, por lo que esta información no fue proporcionada.

Por otra parte, en el mismo periodo de tiempo, la CRE proporcionó el consumo de combustibles utilizados para generación eléctrica en formato trimestral agregado a nivel entidad federativa, con 1 periodo de retraso. Sólo proporcionó 11 periodos trimestrales (1er trimestre 2016 - 3er trimestre de 2018).

El procesamiento de consumo de combustibles reportados por la CRE no permite obtener resultados estadísticamente significativos, ya que es un corto periodo de tiempo y se tienen poco número de datos para considerar las propiedades asintóticas de los estimadores.

Es relevante notar la dificultad que existió para obtener información referente al consumo de combustibles y sus precios en el proceso de generación eléctrico nacional. Existe poca disponibilidad de información relacionada al sector eléctrico para el periodo de estudio de operación del MEM con alta frecuencia.

¹⁰ También se consultó el Prontuario de 2016; sin embargo, no se reportaron eventos de escasez de gas natural en ese año.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

7.2. Metodología

Se integró la base de datos de los precios de electricidad PML y las demás variables relacionadas, mediante el uso de programas de software R y Stata, según se considerara conveniente.

Inicialmente se intentó agregar la información como promedios mensuales de las variables disponibles en SIE y modelar con datos mensuales para el sector eléctrico referente a precios de combustibles como gas natural, diésel, combustóleo y carbón, tratando aplicar la metodología de análisis a través de modelos de series de tiempo, de forma similar a la mayoría de la literatura descrita en la Sección 6. Se obtuvieron promedios mensuales para el precio de la electricidad del MEM; sin embargo, con el resultado agregado a nivel nacional para 36 meses no fue posible encontrar relaciones estadísticamente significativas en modelos VAR. Es posible que esto sucediera debido a que el modelo VAR es intensivo en la estimación de parámetros y consume grados de libertad rápidamente.

Como segundo acercamiento, se construyó una base de datos con el precio de la electricidad PML con sus tres componentes en promedio para el sistema SIN (excluyendo Baja California, Baja California Sur y Mulegé). Y se utilizaron los precios del gas natural Henry Hub y el precio de la mezcla mexicana de crudo. Se buscó crear un modelo con series de tiempo para esta información; y se observó que el precio de la electricidad y el precio del gas natural son series estacionarias al 5% de significancia – $I(0)$ –, y la serie correspondiente al precio de la mezcla de crudo mexicano es integrada de nivel 1 – $I(1)$ – aplicando la prueba de raíz unitaria de Dickey Fuller aumentada¹¹. Sin embargo, el modelo VAR propuesto presentó problemas de significancia estadística y se decidió cambiar la metodología de análisis.

Finalmente, se decidió realizar un análisis de la información mediante regresiones de primeras diferencias entre el logaritmo del precio de la electricidad PML, el logaritmo del precio del gas natural y el logaritmo del precio de la mezcla de crudo mexicana y considerando un rezago para esas variables por Mínimos Cuadrados Ordinarios. El modelo seleccionado para reportarse en este estudio correspondió al análisis de regresiones *por entidad federativa y a nivel nacional* con información de frecuencia diaria. Para ello, se procesó la base de datos como se indica adelante.

¹¹ No se incluyen los resultados de las pruebas de Dickey Fuller para las series indicadas, no son relevantes para la metodología seleccionada para el análisis final en este estudio, se comenta este proceso como antecedente.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Con el Catálogo de Nodos de la página de CENACE, se identificó la existencia de 2483 nodosP y se estableció su posición geográfica con la función *geocode()*¹² en R. Los nodos se asignaron a la subestación más cercana, cuando esto fue posible, y si no se encontró subestación se asignaron a la localidad de referencia para tener la ubicación espacial.

Para un análisis cualitativo, se asignó localización geográfica a las plantas de generación eléctrica reportadas en el archivo PIIERCE cuya tecnología indicaba tipo Ciclo Combinado (CC) - con la misma metodología que los nodosP -, pues estas centrales tienen como único insumo gas natural¹³.

Las plantas de generación tipo CC que estaban en operación en el periodo de análisis son 93, casi todas fueron localizadas e identificadas mediante sus coordenadas, excepto las centrales CC007/5, CC 005, CC 002, y CC 003. Sin embargo, el archivo PIIERCE indica que están ubicadas en Reynosa, Tamps. y Tula, Hgo. localidades que ya cuentan con otras CC en operación. En general, las centrales de generación se localizan unas cerca de otras, probablemente por los servicios e interconexiones que requieren. En consecuencia, se considera la CC007/5 en clúster con las centrales de Tula y las tres centrales restantes en Reynosa.

Como parte de una descripción cualitativa de la información disponible, se eligieron los nodosP próximos a las Centrales de Ciclo Combinado (CCC) con distancia menor o igual a 30 km, y se generó una dummy que indica relevancia de GN (*dum_nodo_GN*). Este análisis de cercanía entre nodos y centrales considera únicamente 67 localizaciones y contempla la ubicación de todas las CCC. Se proponen grupos de CCC en un mismo punto debido a su proximidad. Esta información está descrita en el *Apéndice B. Centrales de Ciclo Combinado*.

Los precios de electricidad PML se unieron en una base de datos diaria que contiene información por hora por día, se obtuvo el promedio y la mediana por día para establecer una relación diaria con el resto de los precios diarios disponibles por nodo. Se utilizó el promedio de precio de electricidad PML por día en las regresiones. Posteriormente, se obtuvo el promedio mensual del precio de la electricidad y sus componentes (PML, generación, pérdidas

¹² *Geocode()*. Es un comando disponible en R que permite asignar las coordenadas geográficas a un sitio utilizado en la búsqueda, requiere el uso de la Geocoding API de (Google Developers, n.d.). Para más información ver <https://developers.google.com/maps/documentation/geocoding/get-api-key#key-restrictions>

¹³ Únicamente se consideró a las Centrales CC, que en la base PIIERCE se indican en operación durante 2018 y años anteriores. Se excluyen Centrales CC que entrarían en operación en 2019 y años posteriores. El análisis de precios de electricidad corresponde a 2016 – 2018.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

y congestión) por entidad a partir del promedio diario para que fuera compatible con la información de consumo de combustibles suministrada por CFE.

Se utilizó el precio de gas natural Henry Hub como proxy para el precio del gas nacional, pues el precio nacional de gas natural no se encuentra disponible de forma diaria. Se consideró que el precio de Henry Hub se puede emplear pues actualmente se importa más del 60% del gas natural para generación eléctrica. La *Figura 8* muestra la comparación de los precios promedio mensual para el gas utilizado en generación eléctrica reportado por el SIE-SENER y el precio promedio de gas Henry Hub. Se observa que siguen un comportamiento similar entre 2000 – 2017; la última sección del periodo, a partir de 2017 el gas Henry Hub presenta menor nivel de precio. En la base de datos diaria se consideró que los precios del gas Henry Hub correspondientes a días sábado y domingo tomaban el mismo valor que el viernes anterior; esto porque el precio no se actualiza hasta el lunes siguiente y el precio válido correspondía al precio de ese día. Luego se obtuvo un promedio mensual del precio del gas para la base de datos con información mensual.

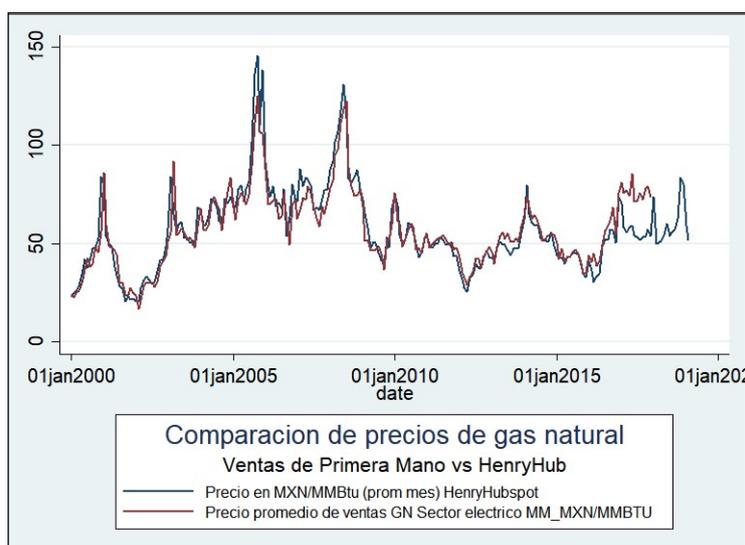


Figura 8: Gráfico comparativo entre el precio del gas natural VPM y el precio de gas Henry Hub. Fuente: Elaboración con información de SIE-SENER y Reuters.

Respecto al precio de la mezcla de crudo mexicana en la base de datos diaria, se realiza el mismo procedimiento; el precio de los días sábados, domingos y días festivos se considera igual al precio de la fecha inmediata anterior, el viernes anterior para sábados y domingos, esto porque este precio permanece válido hasta que se publica el nuevo precio.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Se identificó la entidad a la que pertenecen las centrales de generación reportadas en la información suministrada por la CFE para el consumo de combustibles. Se agregó el consumo de combustibles por tipo con frecuencia mensual por entidad federativa, incluyendo consumo de combustóleo en miles de m³, consumo de carbón en miles de T, consumo de diésel en m³, consumo de gas natural en millones de m³ al mes por entidad incluyendo gas natural nacional e importado y GNL.

En la base de datos mensual, se obtuvieron logaritmos de: a) el precio promedio mensual del gas natural, b) el precio promedio mensual de la mezcla de crudo mexicana, c) el precio promedio mensual por entidad de los componentes de la energía (energía, generación y congestión), d) el precio promedio mensual por entidad de la energía eléctrica (PML) , y e) el consumo agregado mensual de combustibles por entidad por tipo.

En la base de datos diaria que contiene la información de precio de gas natural, precio de la mezcla de crudo y precio promedio diario de PML por nodo (sin consumo de combustibles); se generaron los logaritmos de dichas variables, así como las primeras diferencias logarítmicas y el primer rezago de estas diferencias logarítmicas .Adicionalmente se generó una variable binaria *dum_escasGN* que indica los periodos de escasez de gas natural que corresponden a los intervalos de tiempo reportados en el Prontuario de Gas Natural para el periodo 2016-2018¹⁴. Los eventos reportados para escasez de gas natural se presentan en la *Tabla 4* .

¹⁴ La variable *dum_escasGN* es una variable binaria, que asigna el valor de 0 si la fecha corresponde a un periodo de oferta normal de gas natural y 1 si la fecha corresponde a un periodo con reducción en la oferta de gas natural por causas de fuerza mayor.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 4: Periodos de escasez de gas identificados por reducción significativa de importaciones Fuente: SENER, Prontuario de gas natural, 2016-2018.

Periodo	Evento
10 al 21 de abril 2017	1er Mantenimiento: Afectación total de -2,510 mmpcd.
5 de mayo 2017	Mantenimiento TAG Sur
21 al 24 de mayo 2017	Falla eléctrica CPG Cactus y Nuevo Pemex, afectación de -1,050 mmpcd.
2 al 5 de junio 2017	2º Mantenimiento NET, Afectación total estimada: 1,224 mmpcd.
16 al 18 de junio 2017	Mantenimiento Tag Sur
24 al 28 de agosto de 2017	Huracán Harvey, afectación de -3,300 mmpcd.
13 al 16 de noviembre de 2017	Falla en los sistemas de compresión del ducto de NET
27 de marzo al 3 de abril de 2018	Mantenimiento en NET
1-5 de jul 2018	Problemas de alta presión en el ducto de 48"

En 2016 no existieron eventos de escasez de gas natural, incluso el Prontuario muestra que el 1 de junio de 2016 inició la operación del gasoducto Los Ramones Fase II que incrementó la capacidad de transporte de gas en el Sistrangas a partir de esa fecha.

En la base de datos mensual, la oferta de gas natural se estima mediante el consumo de gas reportado por CFE. Además, en esta base mensual se generaron variables binarias (dummy) para cada trimestre del año.

Se utilizó la base de datos diaria con el precio promedio de la electricidad PML por nodo, el precio del gas natural Henry Hub, el precio de la mezcla de crudo mexicana, las primeras diferencias logarítmicas de estas variables y sus rezagos correspondientes con la finalidad de realizar regresiones en primeras diferencias logarítmicas para encontrar elasticidades en precio de los insumos utilizados para generación eléctrica en el corto plazo.

En la base de datos diaria con promedios de precio de la electricidad PML por nodo, se definieron las sigs. variables para las regresiones:

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 5: Variables utilizadas en las regresiones con base de datos diaria.

Variable	Descripción
IPML	logaritmo de Precio Marginal Local (PML) en MXN/KWh
IEnergia	logaritmo de Precio de Energía en MXN/KWh
ICong	logaritmo de Precio de Congestión en MXN/KWh
IHH	logaritmo de Precio de gas natural Henry Hub en USD/MMBtu
loil	logaritmo de Precio de mezcla mexicana de crudo en USD/bbl
dlogPML	Primera diferencia del log de precio PML ($\Delta^1 \log PML$)
dIHH	Primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub ($\Delta^1 IHH$)
dloil	Primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($\Delta^1 loil$)
L1_dlogPML	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio PML ($L_1 \Delta^1 \log PML$)
L1_dIHH	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub ($L_1 \Delta^1 IHH$)
L1_dPoil	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($L_1 \Delta^1 loil$)

La base de datos diaria contiene la variable *dum_escasGN*; sin embargo, no se utiliza pues se tiene interés en estimar las elasticidades de precio de los insumos respecto al precio de la electricidad en el MEM.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

7.3. Estadística descriptiva

La base de datos mensual considera la información referente al precio de la electricidad PML, el precio de los combustibles y su consumo por entidad. En el Apéndice E se encuentran las tablas de los estadísticos descriptivos por entidad.

La *Figura 9* muestra el precio promedio de venta de electricidad en el MEM por entidad para el periodo de estudio 2016-2018.

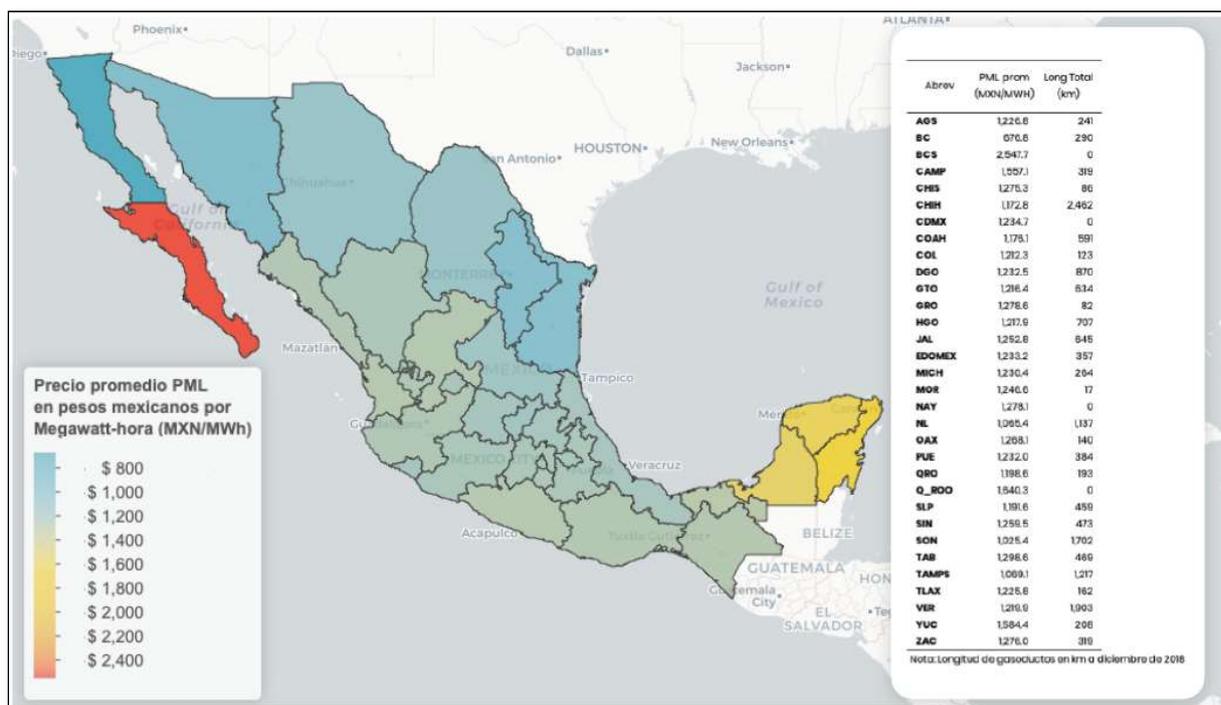


Figura 9: Mapa para el precio promedio mensual PML de la electricidad en el MEM para el periodo 2016-2018. Fuente: Elaborado con información del Apéndice E.

La *Figura 10* y la *Figura 11* muestran el comportamiento de los precios de venta de electricidad en el MEM como promedio mensual del PML de los nodosP para las diferentes entidades.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

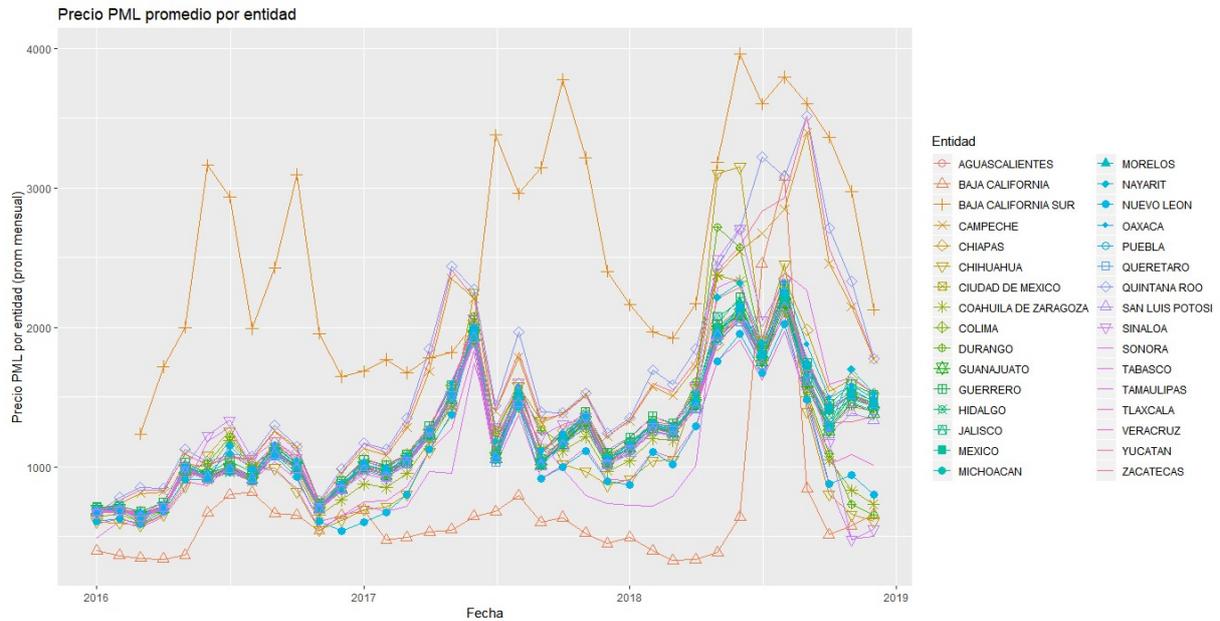


Figura 10: Precio promedio mensual PML por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.

Se observa que la entidad de Baja California Sur es la que presenta el mayor precio promedio de venta. Es probable que se deba a que su infraestructura de transmisión eléctrica no se encuentra interconectada al resto del país, esta entidad no posee gasoductos, por lo que utiliza otro tipo de tecnología distinta del ciclo combinado, y utiliza combustibles más costosos que el gas natural para la generación eléctrica.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

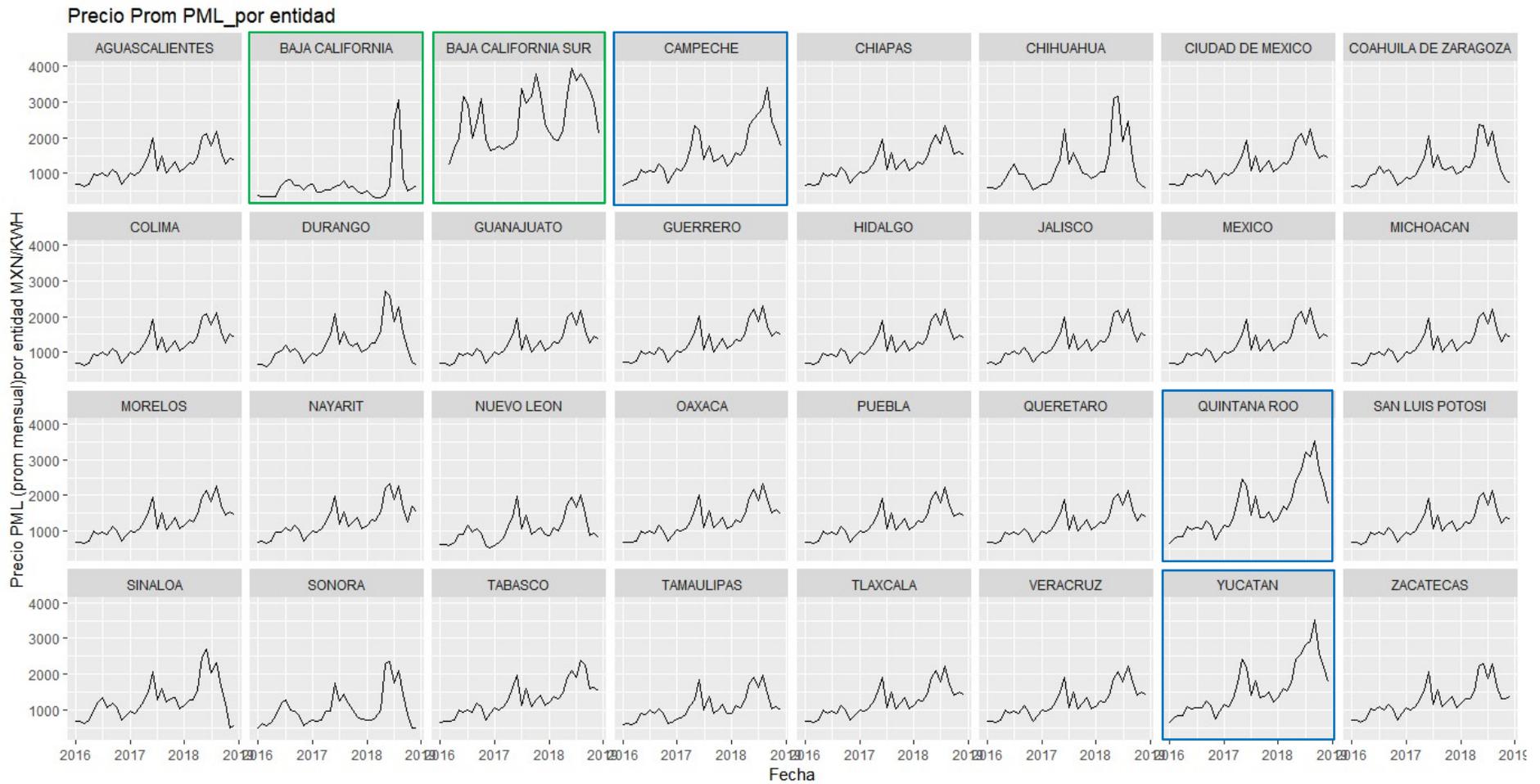


Figura 11: Precio promedio mensual PML por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

En la *Figura 10* y la *Figura 11*, se observa que las entidades Baja California, Baja California Sur, Yucatán, Quintana Roo y Campeche presentaron distinta tendencia en los promedios de precio de venta de electricidad PML del resto de las entidades. Como se explica en el numeral 4, las entidades de Baja California y Baja California Sur son esencialmente diferentes del resto del país, pues los Sistemas Eléctricos de Baja California, Baja California Sur y Mulegé, son sistemas que no se encuentran interconectados al SIN por lo que no pueden recibir energía eléctrica de otras regiones del país. Además, Baja California Sur no cuenta con distribución de gas natural por lo que no lo utiliza como combustible en generación. Así para la generación eléctrica cuenta con tecnologías que emplean combustibles más costosos (Ver *Figura 6*).

El resto del país sí se encuentra interconectado y cuenta con infraestructura de diversa tecnología para generación, por lo que en general utilizan un pool de combustibles¹⁵. Sin embargo, se observa un incremento en el precio PML en Yucatán, Quintana Roo y Campeche a partir de 2018.

Adicionalmente, en la *Figura 12* y la *Figura 13*, se muestra la tendencia del componente de precio Energía_MXN_MWH (asociado a generación) en el MEM como promedio mensual de este componente referente a los nodosP por entidad.

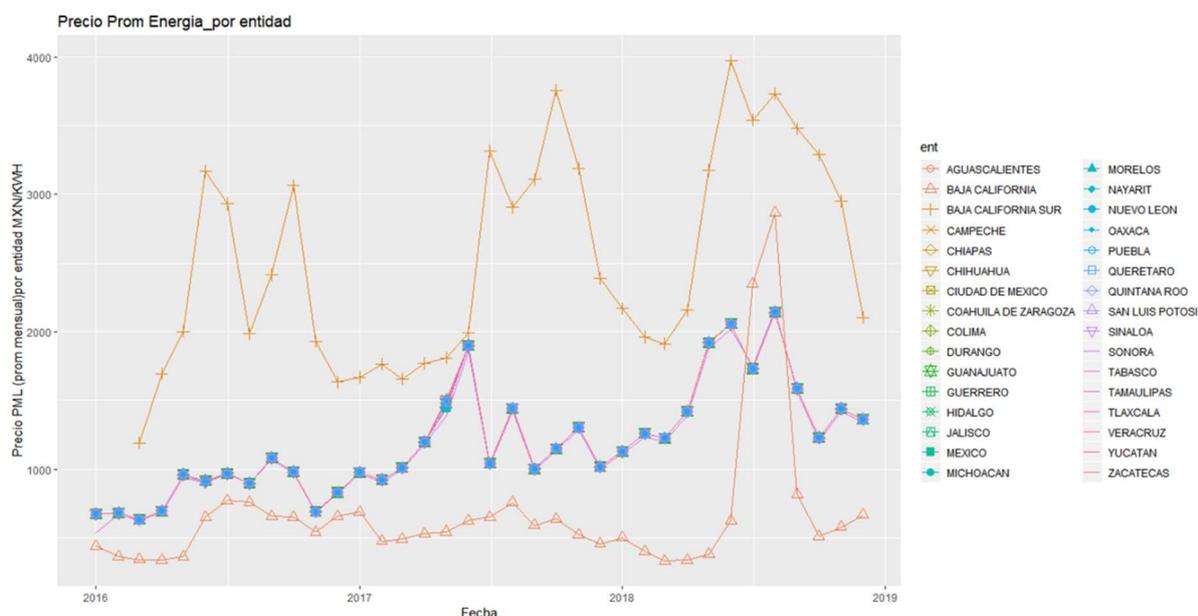


Figura 12: Precio promedio mensual Energía_MXN_MWH por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.

¹⁵ Pool de combustibles. Mezcla de combustibles empleada según tecnología disponible en la entidad para generación eléctrica.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Se observa que la entidad de Baja California Sur es la que presenta el mayor precio promedio mensual de generación eléctrica. Esta información es consistente con esta entidad presenta con mayor precio de venta PML en el MEM. Sin embargo, se observan dos tendencias más para el resto de las entidades con precios más bajos en generación. El precio más bajo de generación corresponde a Baja California posiblemente por el contar con acceso a gas natural de importación y diversas CCC. Y el resto de las entidades presentan un precio de generación promedio que en general se encuentra entre el precio correspondiente a Baja California y Baja California Sur.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

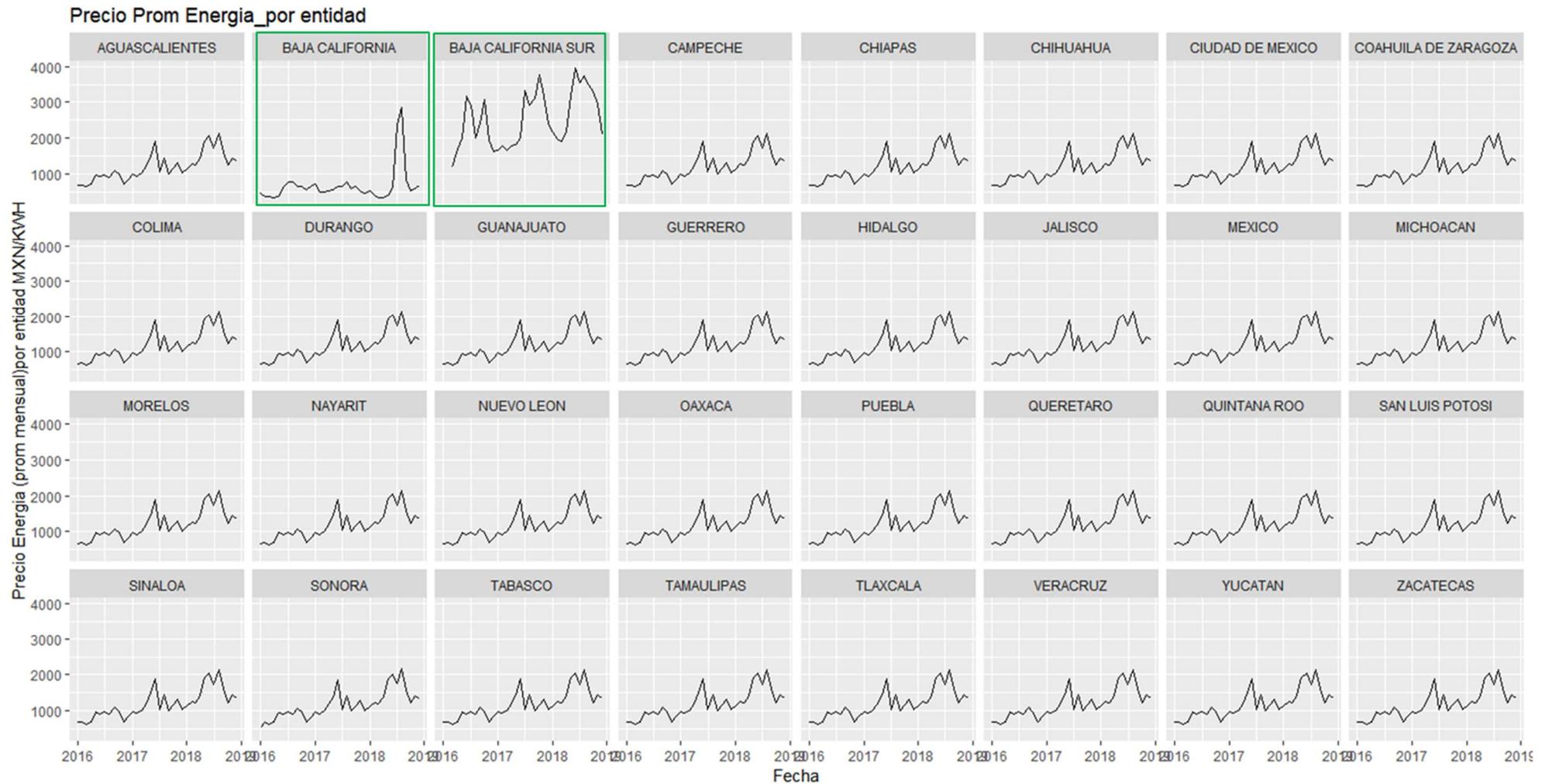


Figura 13: Precio promedio mensual Energía_MXN_MWH por entidad. Fuente: Elaborado con información de CENACE.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

En la *Figura 12* y la *Figura 13*, se observa que las entidades de Baja California y Baja California Sur son las que presentan una tendencia diferente al resto de las entidades en el componente de precio Energía_MXN_MWH asociado a generación. Esto coincide con lo esperado, debido a su falta de interconexión con el resto del país y las tecnologías disponibles para generación en las entidades.

Se proporciona la estadística descriptiva de la base de datos diaria, la cual no cuenta con consumo de combustibles por tipo, y se describe mediante la información de precios de electricidad a nivel de nodosP.

En la *Tabla 6* se muestran los estadísticos de la base con promedios por día por nodo para los precios de electricidad PML y los precios de combustibles empleados en las regresiones incluyendo la información de los 2483 nodosP localizados en el país.

Tabla 6: Estadísticos de precios promedio diario de electricidad por nodo y combustibles a nivel nacional.

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN_MWH	2,414,003	1291.346	672.8737	26.82375	9039.821
ENERGIA_MX~H	2,414,003	1302.029	593.0167	28.73583	8154.515
PERDIDAS_M~H	2,414,003	7.175555	102.6159	-624.2875	1198.137
CONGESTION~H	2,414,003	-17.85879	227.3582	-2604.295	6074.04
Pr_HenryHs~t	2,414,003	2.913704	0.5730913	1.49	7.538
Poil	2,414,003	49.16584	11.71425	22.08	77.73

Se observa que el valor correspondiente al mínimo precio de venta de energía (PML_MXN_MWH mínimo) corresponde a 26.82 pesos/MWH en el nodo 07ROA-230, denominado Rosita y se localiza en Mexicali, Baja California cerca de las centrales de Ciclo Combinado Energía Azteca X_AUT (C17), Energía Azteca X, Mexicali (C37) y Energía Azteca X (Exportador) (C14). Este valor corresponde al 4 de abril de 2018.

Mientras que el valor correspondiente al máximo precio de venta de energía (PML_MXN_MWH máximo) es de 9039.82 pesos/MWH en el nodo 07SAF-115, San Felipe, en Mexicali, Baja California para el 8 de agosto de 2018.

El valor máximo correspondiente al precio de gas natural HenryHub (Pr_HenryHub máximo) es 7.53 USD/MMBtu el 3 de enero de 2018 y el precio mínimo del gas natural (Pr_HenryHub mínimo) es 1.49 USD/MMBtu el 4 de marzo de 2016.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

El valor máximo correspondiente al precio de la mezcla de crudo (Poil máximo) es 77.73 USD/bbl el 3 de octubre de 2018 y el precio mínimo de la mezcla de crudo (Poil mínimo) es 22.08 USD/bbl el 2 de noviembre de 2016.

La *Figura 14* muestra la localización de los nodos 07ROA-230, Rosita y 07SAF-115, San Felipe ambos localizados en Mexicali, Baja California.

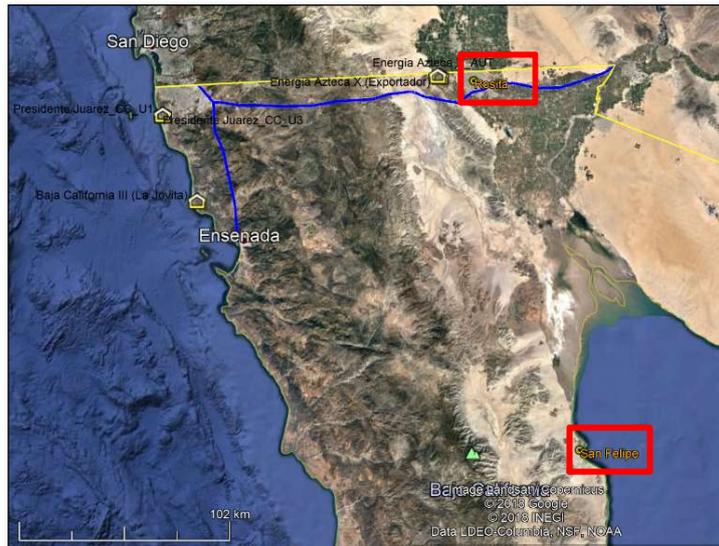


Figura 14: Nodos San Felipe y Rosita, en Baja California correspondientes a PML máximo y mínimo respectivamente. Las casitas (amarillas) simbolizan las centrales de CC y las líneas (azules) muestran los gasoductos de la región. Fuente: Elaboración con información de Catálogo de NodosP, información de infraestructura de gas de CNH y geocode().

Como se indicó previamente, el precio máximo y mínimo PML globales se ubican en Baja California y Baja California Sur. Adicionalmente, se observa que a la Península de Yucatán corresponden precios más altos que para el resto del SIN.

Sin embargo, como se expresa en la sección 4, el sistema eléctrico correspondiente a Baja California, Baja California Sur y Mulegé no se encuentran interconectados. Por lo que se seleccionaron otros estadísticos que muestran el valor máximo y mínimo en el precio de electricidad en el MEM para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y así contar con un panorama general de este sistema que corresponde a todo el territorio nacional excepto la Península de Baja California.

La Tabla 7 muestra la estadística descriptiva correspondiente al SIN de la base con promedios por día por nodo para los precios de electricidad PML y combustibles empleados en las regresiones incluyendo la información de 2344 nodosP (95% de los nodosP aprox.)

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

localizados en el país con excepción de los NodosP localizados en la Península de Baja California, pues no se encuentra interconectada al resto del sistema¹⁶.

Tabla 7: Estadísticos de precios promedio diario de electricidad por nodo y combustibles para el sistema SIN.

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN_MWH	2,288,752	1306.148	638.8449	62.86333	8709.281
ENERGIA_MX~H	2,288,752	1318.452	552.7237	531.055	3803.488
PERDIDAS_M~H	2,288,752	6.863639	104.5574	-624.2875	1198.137
CONGESTION~H	2,288,752	-19.16794	232.4075	-2604.295	6074.04
Pr_HenryHs~t	2,288,752	2.913622	0.5733967	1.49	7.538
Poil	2,288,752	49.16785	11.71698	22.08	77.73

Se observa que el valor correspondiente al mínimo precio de venta de energía (PML_MXN_MWH mínimo) corresponde a 62.86 pesos/MWH en el nodo 04NVL-115, denominado Soyopa, en Sonora. Este valor corresponde al 29 de noviembre de 2018.

Mientras que el valor correspondiente al máximo precio de venta de energía (PML_MXN_MWH máximo) es de 8709.28 pesos/MWH en el nodo 08-COZ-34.5 en Cozumel, Q. Roo para el 21 de septiembre de 2018.

En este caso, conviene notar que el componente del precio de venta de electricidad denominado Energía_MXN_MHW presenta su valor máximo en el nodo 08CMO-115 en Champotón, Camp. el 22 de junio de 2018, y el valor mínimo corresponde al 80% de los nodos el 2 de noviembre de 2016.

La *Figura 15* muestra la localización de los nodos 04NVL-115, Soyopa, Son., 08-COZ-34.5 Cozumel, Q. Roo y 08CMO-115 Champotón, Camp.

¹⁶ Esta descripción permite conocer un panorama general del comportamiento de precios de venta de electricidad PML en el país en el área interconectada. Debe considerarse que la electricidad es un bien que no puede almacenarse. Se produce para cubrir la demanda de los usuarios mediante los procesos de generación y después se efectúa la transmisión y distribución para que esté disponible para sus consumidores finales; en este caso, para los Usuarios Calificados.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo



*Figura 15: Nodos Cozumel, Q.Roo y Champotón, Camp. correspondientes a PML máximo y Energía máximo respectivamente mostrados con indicadores en rojo. Nodo Soyopa, Son. correspondiente a PML mínimo mostrado con indicador verde. Líneas azules y naranjas muestran los gasoductos no integrados e integrados a SISTRANGAS respectivamente; y las líneas verdes, las principales líneas de transmisión. Fuente: Elaboración con información de *Cátalogo de NodosP*, información de infraestructura de gas de CNH y geocode().*

Los valores de precio máximo y mínimo para el gas natural y la mezcla de crudo corresponden a las fechas antes indicadas, se utiliza información a nivel nacional.

Finalmente, la Figura 16 se muestra el promedio mensual de consumo de gas natural por entidad para generación eléctrica en el periodo 2016-2018, a partir de la información proporcionada por CFE.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

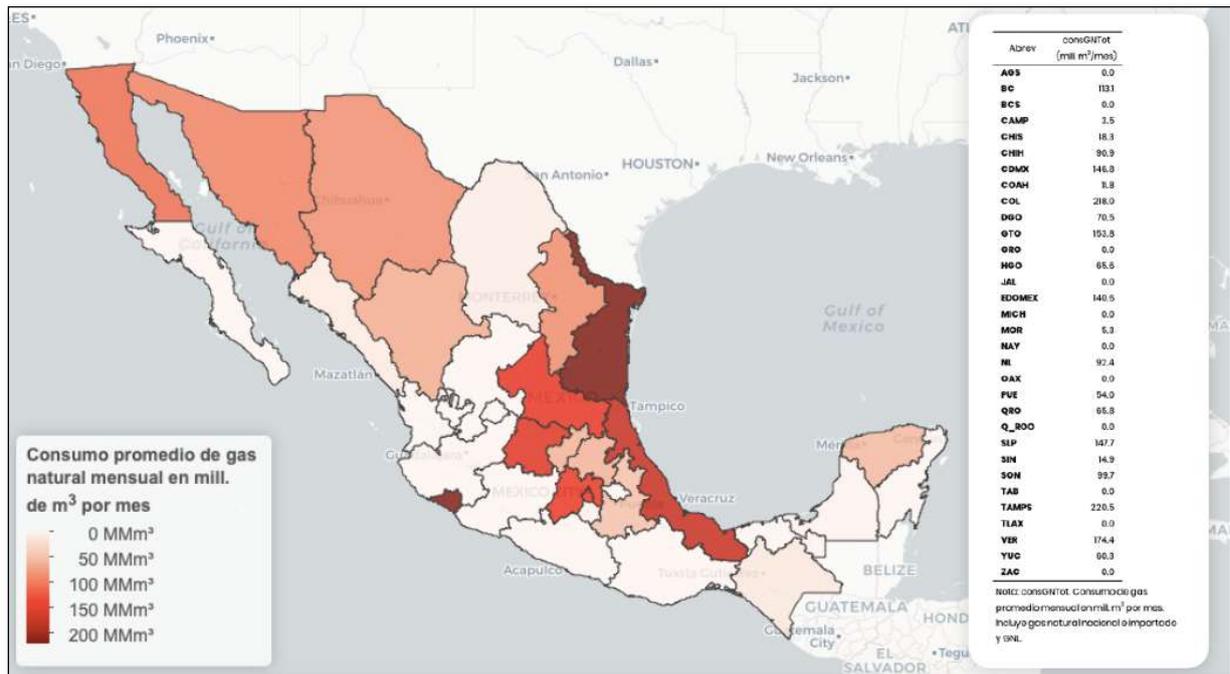


Figura 16: Mapa para el consumo promedio mensual de gas natural para generación eléctrica para el periodo 2016-2018. Fuente: Elaborado con información del CFE.

Se observa que existen entidades que no registran consumo de gas natural para generación como Aguascalientes, Baja California Sur, Guerrero, Jalisco, Michoacán, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Tlaxcala y Zacatecas. Se observa que la región que presenta mayor consumo de gas para generación se concentra en el norte y la zona del Golfo de México.

Para identificar el efecto del precio del gas natural y el precio de la mezcla de crudo mexicana en los precios de la electricidad en el MEM, se propone el modelo econométrico evaluado con la base de datos diaria conformada y este modelo es descrito en la siguiente sección.

8. Modelo econométrico

Se desea medir el efecto del precio de los insumos utilizados para generación eléctrica en el precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista y determinar la elasticidad de precio de la electricidad en el MEM con respecto al precio del gas natural y el precio de la mezcla de crudo mexicana.

Los precios diarios de los insumos considerados corresponden a combustibles utilizados para generación: a) el gas natural Henry Hub, que como se indica en la sección 7.1 aproxima el precio del gas empleado para generación a nivel nacional, y b) la mezcla de crudo mexicana que permite evaluar el efecto de combustibles fósiles líquidos utilizados para el proceso de generación como son el diésel y el combustóleo.

Para este análisis se asume que la demanda eléctrica es inelástica y está dada, es decir que no hay crecimiento en la demanda eléctrica en el periodo a nivel nacional o que este último no es significativo. El análisis corresponde a un periodo de corto plazo (2016 -2018), en el que se considera que tanto los cambios tecnológicos (instalación/conversión de centrales de generación) como el resto de los factores que afectan el proceso de generación permanecen constantes. Lo que permite elaborar un análisis con un enfoque de efectos fijos mediante una regresión en *primeras diferencias* utilizando *Mínimos Cuadrados Ordinarios* para determinar las elasticidades de precio de los insumos indicados.

Se supone una función de producción para explicar el precio de la electricidad (PML), tipo Cobb-Douglas:

$$\text{Precio de electricidad} = f(P_{gas_t}, P_{oil_t}, P_{gas_{t-1}}, P_{oil_{t-1}}, c_i)$$

Esta función posee como variables explicativas el precio del gas en t y en t-1 ($P_{gas_t}, P_{gas_{t-1}}$), el precio de la mezcla de crudo en t y t-1 ($P_{oil_t}, P_{oil_{t-1}}$) y otros insumos que dependen de factores tecnológicos que no varían en el tiempo conocidos pero no observados (Heterogeneidad no observada) c_i .

Al linealizar la función propuesta se tiene:

$$\begin{aligned} \log PML_{it} = & \alpha + \beta_1 \log P_{gas_{ti}} + \beta_2 \log P_{gas_{t-1i}} + \beta_3 \log P_{oil_{ti}} + \beta_4 \log P_{oil_{t-1i}} \\ & + \beta_5 \log c_i + u_{it} \end{aligned}$$

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Este modelo linealizado se rezaga por un periodo y sustrae del primero, con lo que se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \log PML_{it} - \log PML_{it-1} &= (\alpha - \alpha) + \beta_1 (\log P_{gas_{ti}} - \log P_{gas_{t-1i}}) \\ &+ \beta_2 (\log P_{gas_{t-1i}} - \log P_{gas_{t-2i}}) + \beta_3 (\log P_{oil_{ti}} - \log P_{oil_{t-1i}}) \\ &+ \beta_4 (\log P_{oil_{t-1i}} - \log P_{oil_{t-2i}}) + \beta_5 (\log c_i - \log c_i) + (u_{it} - u_{it-1}) \end{aligned}$$

Que si lo expresamos con operadores de diferencias y rezagos tenemos:

$$\begin{aligned} \Delta^1 \log PML &= \beta_1 \Delta^1 \log P_{gas_{ti}} + \beta_2 L_1 \Delta^1 \log P_{gas_{ti}} + \beta_3 \Delta^1 \log P_{oil_{ti}} + \\ &\beta_4 L_1 \Delta^1 \log P_{oil_{ti}} + \Delta^1 u_{it} \end{aligned}$$

Este modelo en primeras diferencias permite estimar la elasticidad del precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista respecto al precio del gas natural Henry Hub y la elasticidad del precio de la electricidad en el MEM respecto al precio del crudo mexicano.

Dicho modelo permite determinar el efecto directo que genera el precio de los insumos para generación en el precio de venta de la electricidad.

Este efecto es muy relevante ya que los proyectos de generación eléctrica en México requieren que sus inversores o fondeadores de proyectos puedan participar con moneda extranjera, es decir, dólares americanos (USD); aunque los generadores venden la electricidad en pesos mexicanos por MWh (MXN/MWh).

Esto se puede probar mediante la existencia de una relación entre el precio del gas natural y el crudo con el precio de venta de la electricidad determinada como una *elasticidad de precio*.

Se utiliza la base de datos con frecuencia diaria que considera información agregada a nivel nodal: el precio promedio de la electricidad PML, el precio de gas natural Henry Hub y el precio de la mezcla de crudo mexicana; así como sus logaritmos, sus primeras diferencias logarítmicas y un rezago para cada una de las diferencias logarítmicas de dichas variables, como se indica en el numeral 7.2.

Nótese que la información de consumo de combustibles proporcionada por la CRE no fue requerida para estimar el modelo econométrico, además que la frecuencia trimestral de la información proporciona poca disponibilidad de información.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Se estima el siguiente modelo econométrico *de primeras diferencias* por Mínimos Cuadrados Ordinarios a nivel nacional y para cada entidad federativa.

Modelo de Regresión

Esta regresión se realiza con la información disponible por entidad federativa y a nivel nacional con la base de datos diaria (indicada en la sección 7.2)

El caso de las regresiones por entidad no requiere definir clústers, pues cada regresión contempla 1 entidad. El número de observaciones empleado para cada regresión depende del número de Nodos Marginales Locales con información para el precio de venta de electricidad PML en la misma entidad. El caso de la regresión nacional considera todas las observaciones disponibles.

a) Modelo

$$\Delta \log PML = \alpha + \beta_1 \Delta \log P_{gas_{ti}} + \beta_2 L_1 \Delta \log P_{gas_{ti}} + \beta_3 \Delta \log P_{oil_{ti}} + \beta_4 L_1 \Delta \log P_{oil_{ti}} + \Delta u_{it}$$

Variables de la regresión

Tabla 8: Variables para regresiones.

Variable	Descripción
IPML	logaritmo de Precio Marginal Local (PML) en MXN/KWh
IEnergia	logaritmo de Precio de Energía en MXN/KWh
ICong	logaritmo de Precio de Congestión en MXN/KWh
IHH	logaritmo de Precio de gas natural Henry Hub en USD/MMBtu
loil	logaritmo de Precio de mezcla mexicana de crudo en USD/bbl
dlogPML	Primera diferencia del log de precio PML ($\Delta \log PML$)
dIHH	Primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub (ΔIHH)
dloil	Primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($\Delta loil$)
L1_dlogPML	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio PML ($L_1 \Delta \log PML$)
L1_dIHH	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub ($L_1 \Delta IHH$)
L1_dloil	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($L_1 \Delta loil$)

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

9. Resultados

En esta sección se muestra un resumen de los resultados obtenidos de las regresiones a nivel nacional y por entidad federativa indicadas en la sección anterior con enfoque en los resultados con coeficientes significativos y distintos de cero para la elasticidad de precio del gas sin rezago y con un rezago. Las tablas de resultados de las regresiones propuestas se encuentran en el *Apéndice G*.

Regresión a nivel nacional

La Tabla 9 muestra un resumen de resultados obtenidos de la regresión a nivel nacional.

Tabla 9: Resultados seleccionados a nivel nacional

	Nivel nacional
	est1
VARIABLES	dIPML
dIHH	0.24599*** (1.76260e-02)
L1_dIHH	0.29740*** (1.22935e-02)
dloil	0.31984*** (1.65473e-02)
L1_dloil	-0.00839*** (3.28335e-04)
Constant	0.03238*** (1.24369e-03)
Observations	2,074,901
R-squared	0.008
df_m	4
df_r	31
F	952.3
r2	0.00776
rmse	0.278
rss	160239
r2_a	0.00776
N_clust	32
Robust standard errors in parentheses	
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	

Se observa que todas las elasticidades estimadas son estadísticamente significativas y distintas de cero al 99% de significancia. La primera elasticidad reportada corresponde a la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural Henry Hub en su componente contemporáneo, y tiene un valor de 0.2460. Esto implica que con el aumento de 1% en el precio del gas natural existiría un aumento aproximadamente 0.246% en el precio de la electricidad del MEM a nivel nacional, si todos los demás factores permanecen constantes,

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

es decir, *ceteris paribus*. Se estimó una elasticidad menor a la unidad, es decir, es inelástica lo que indica que aun incrementándose el precio del gas natural es posible que no reduzca significativamente su uso para generación eléctrica.

La elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un periodo de rezago (1 día) es positiva, es decir, tiene el mismo signo, pero tiene mayor valor que el componente contemporáneo, esta elasticidad tiene valor de 0.2974. Esto implica que con el aumento de 1% en el precio del gas natural un día antes de la fecha (t-1) tiene un impacto en el incremento de aprox. 0.297% en el precio de la electricidad del MEM a nivel nacional, si todos los demás factores permanecen constantes, es decir, *ceteris paribus*. Se estimó una elasticidad menor a la unidad, es decir, es inelástica de forma similar a la elasticidad de precio de gas natural contemporáneo.

Por otra parte, la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio de la mezcla de crudo mexicana contemporáneo tiene un valor de 0.3198. Esto implica que con el aumento de 1% en el precio de la mezcla de crudo existiría un aumento aproximadamente 0.320% en el precio de la electricidad del MEM a nivel nacional, si todos los demás factores permanecen constantes, es decir, *ceteris paribus*. Se estimó una elasticidad menor a la unidad, es decir, es inelástica lo que indica que aun incrementándose el precio del crudo es posible que no reduzca significativamente su uso de combustibles fósiles como el diésel y el combustóleo para generación eléctrica.

La elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio de la mezcla de crudo con un periodo de rezago (1 día) es negativa, es decir, tiene signo opuesto a la elasticidad estimada para el precio contemporáneo tiene valor de -0.0084. Esto implica que con el aumento de 1% en el precio de la mezcla de crudo un día antes de la fecha (t-1) tiene un impacto menor y de reducción en el precio de la electricidad del MEM de aprox. 0.009% a nivel nacional, si todos los demás factores permanecen constantes, es decir, *ceteris paribus*. Se observa que esta elasticidad es muy pequeña y que el efecto que prevalece mayoritariamente corresponde a la elasticidad estimada para el precio contemporáneo con un incremento en el precio de la electricidad.

Finalmente, se observa que las constantes estimadas para todas las regresiones son cercanas a cero pues esta es una regresión en primeras diferencias.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Regresiones para cada entidad federativa

La Tabla 10 muestra un resumen de los resultados relevantes que se enfoca en la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural contemporáneo estadísticamente significativa y distinta de cero, para aquellas entidades que presentan con mayor impacto en el precio de venta de la electricidad.

Tabla 10: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural

Abrev	QRO	TAB	OAX	GTO	NAY	AGS
Entidad	QUERETARO	TABASCO	OAXACA	GUANAJUATO	NAYARIT	AGUASCALIENTES
Cve_ent	22	27	20	11	18	1
	est22	est27	est20	est11	est18	est1
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dHH	0.30628*** (3.33165e-02)	0.30055*** (2.55993e-02)	0.29729*** (2.21286e-02)	0.29582*** (1.57874e-02)	0.29476*** (3.71355e-02)	0.29337*** (2.84684e-02)
L1_dHH	0.31357*** (3.21124e-02)	0.15763*** (2.12001e-02)	0.26240*** (2.16155e-02)	0.31745*** (1.53722e-02)	0.30323*** (3.54422e-02)	0.31233*** (2.70706e-02)
dloil	0.32677*** (4.33205e-02)	0.28668*** (3.24943e-02)	0.34148*** (2.92362e-02)	0.37922*** (2.17342e-02)	0.27962*** (4.55269e-02)	0.34454*** (3.85582e-02)
L1_dloil	-0.00735 (5.79322e-03)	-0.00844* (4.31113e-03)	-0.00771** (3.72768e-03)	-0.00771*** (2.83429e-03)	-0.00755 (6.47298e-03)	-0.00778 (4.97819e-03)
Constant	0.02831 (2.18919e-02)	0.03322** (1.64052e-02)	0.03019** (1.41318e-02)	0.02983*** (1.07631e-02)	0.02904 (2.45054e-02)	0.03001 (1.88454e-02)
Observations	31,422	50,437	71,880	135,866	25,608	43,223
R-squared	0.010	0.007	0.009	0.011	0.008	0.010
df_m	4	4	4	4	4	4
df_r	31417	50432	71875	135861	25603	43218
F	60.40	74.02	124.9	279.9	44.63	82.86
r2	0.00960	0.00701	0.00908	0.0105	0.00789	0.00951
rmse	0.271	0.260	0.270	0.275	0.273	0.274
rss	2303	3411	5239	10264	1912	3250
r2_a	0.00947	0.00693	0.00903	0.0105	0.00773	0.00942
Robust standard errors in parentheses						
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1						

Elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural contemporáneo

Se observa que las entidades con mayor elasticidad estimada corresponden a Querétaro, Tabasco, Oaxaca, Guanajuato, Nayarit y Aguascalientes. Este grupo de entidades es el que presentaría un mayor incremento de precio en la electricidad por incremento en el precio de gas natural contemporáneo (Ver Tabla 10). Como ejemplo la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural para Querétaro y Aguascalientes corresponde a valores de 0.3063 y 0.2934 respectivamente, lo que implicaría que un incremento de 1% en el precio del gas natural existiría un aumento aproximadamente 0.3063% y 0.2934% en el precio de la electricidad del MEM para Querétaro y Aguascalientes respectivamente, si todos los demás factores permanecen constantes, es decir, *ceteris paribus*. Para todas las entidades

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

se estimaron elasticidades menores que la unidad, es decir, que son inelásticas lo que indica que aun incrementándose el precio del gas natural es posible que no reduzca significativamente su uso para generación eléctrica.

Por otra parte, las entidades que presentan una elasticidad estimada menor a la elasticidad nacional estimada de 0.2460 corresponden a Durango, Coahuila, Sinaloa, Chihuahua, Baja California Sur(BCS), Sonora y Baja California (Ver Tabla 29, Tabla 30 y Tabla 32). Por lo que estas entidades presentarán un menor incremento que el estimado en promedio a nivel nacional (0.246%) en el precio de venta de la electricidad en el MEM si aumenta un 1% el precio del gas natural.

Elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago

La Tabla 11 muestra un resumen de los resultados relevantes que se enfoca en la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago estadísticamente significativa y distinta de cero, para aquellas entidades que presentan con mayor impacto en el precio de venta de la electricidad.

Tabla 11: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago

Abrev	BC	CHIH	SIN	SON	DGO	COAH
Entidad	BAJA CALIFORNIA	CHIHUAHUA	SINALOA	SONORA	DURANGO	COAHUILA
Cve_ent	2	8	25	26	10	5
	est2	est6	est25	est26	est10	est8
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	-0.08202*** (1.98392e-02)	0.15220*** (1.93127e-02)	0.20043*** (2.69576e-02)	0.05666*** (2.08345e-02)	0.23602*** (3.99963e-02)	0.22239*** (2.49165e-02)
L1_dIHH	0.50925*** (1.56766e-02)	0.38911*** (1.80856e-02)	0.37900*** (2.17723e-02)	0.35050*** (1.68980e-02)	0.33917*** (3.65831e-02)	0.32346*** (2.34001e-02)
dloil	-0.00726 (1.23475e-02)	0.38320*** (3.28530e-02)	0.22817*** (2.82629e-02)	0.27708*** (3.04435e-02)	0.41508*** (6.42541e-02)	0.31688*** (3.63248e-02)
L1_dloil	-0.00736* (4.28085e-03)	-0.01064*** (4.08370e-03)	-0.01469*** (4.52702e-03)	-0.00962** (4.12663e-03)	-0.01259* (7.60000e-03)	-0.00866* (4.57636e-03)
Constant	0.02663* (1.57531e-02)	0.04030*** (1.54224e-02)	0.05596*** (1.71099e-02)	0.03617** (1.55102e-02)	0.04782* (2.86664e-02)	0.03275* (1.73616e-02)
Observations	78,162	97,279	65,205	90,551	24,223	61,523
R-squared	0.005	0.007	0.006	0.005	0.009	0.007
df_m	4	4	4	4	4	4
df_r	78157	97274	65200	90546	24218	61518
F	292.3	171.9	108.8	144.3	43.03	92.70
r2	0.00509	0.00747	0.00587	0.00492	0.00926	0.00688
rmse	0.294	0.319	0.300	0.304	0.303	0.295
rss	6736	9870	5865	8378	2225	5370
r2_a	0.00504	0.00743	0.00581	0.00487	0.00909	0.00681
Robust standard errors in parentheses						
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1						

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Se observa que la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago es positiva, distinta de cero al 99% de significancia para todas las entidades. Las entidades con mayor elasticidad estimada corresponden a Baja California, Chihuahua, Sinaloa, Sonora y Durango. Este grupo de entidades es el que presentaría un mayor incremento de precio en la electricidad como efecto del incremento en el precio de gas natural en un día anterior (Ver Tabla 11). Como ejemplo la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago para Baja California y Durango corresponde a valores de 0.5093 y 0.3392 respectivamente, lo que implicaría que un incremento de 1% en el precio del gas natural existiría un aumento aproximadamente 0.5093% y 0.3392% en el precio de la electricidad del MEM para Baja California y Durango respectivamente, si todos los demás factores permanecen constantes.

En este caso, existen 15 entidades para las que se estimó una elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un rezago mayor que la elasticidad estimada como promedio nacional con valor de 0.2974. En el caso de Yucatán, Baja California Sur (BCS) y Campeche poseen una elasticidad estimada menor a 0.15, por lo que son las entidades que presentan menor incremento en el precio de venta de la electricidad por un incremento en el precio de gas natural con un rezago (Ver Tabla 29 y Tabla 32).

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra las elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural contemporáneo y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra las elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural con un rezago por entidad. Estos resultados se obtienen de las regresiones realizadas por entidad federativa (Ver Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32).

Se observa que en el caso de las elasticidades de precio de la electricidad y precio del gas contemporáneas tienen una mayor magnitud desde el centro hacia el suroeste del país, mientras que las elasticidades estimadas respecto a un rezago en el precio del gas poseen una magnitud mayor para las entidades del norte del país.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

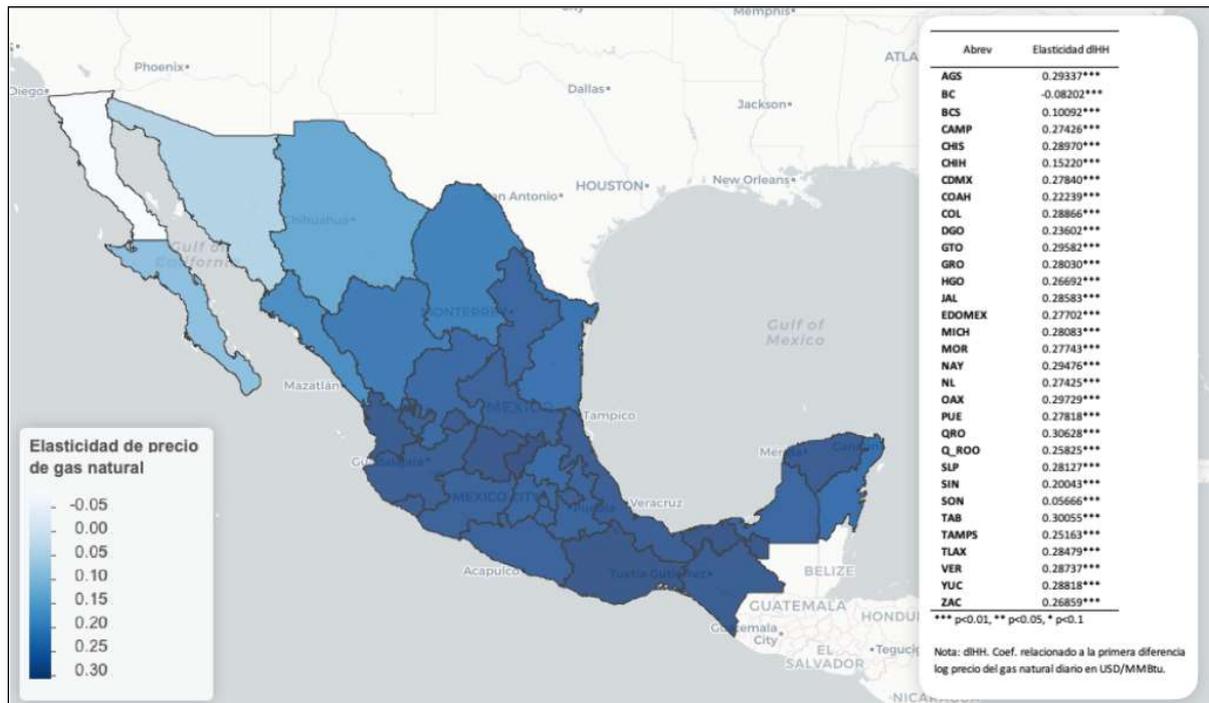


Figura 17: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural contemporáneo por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.

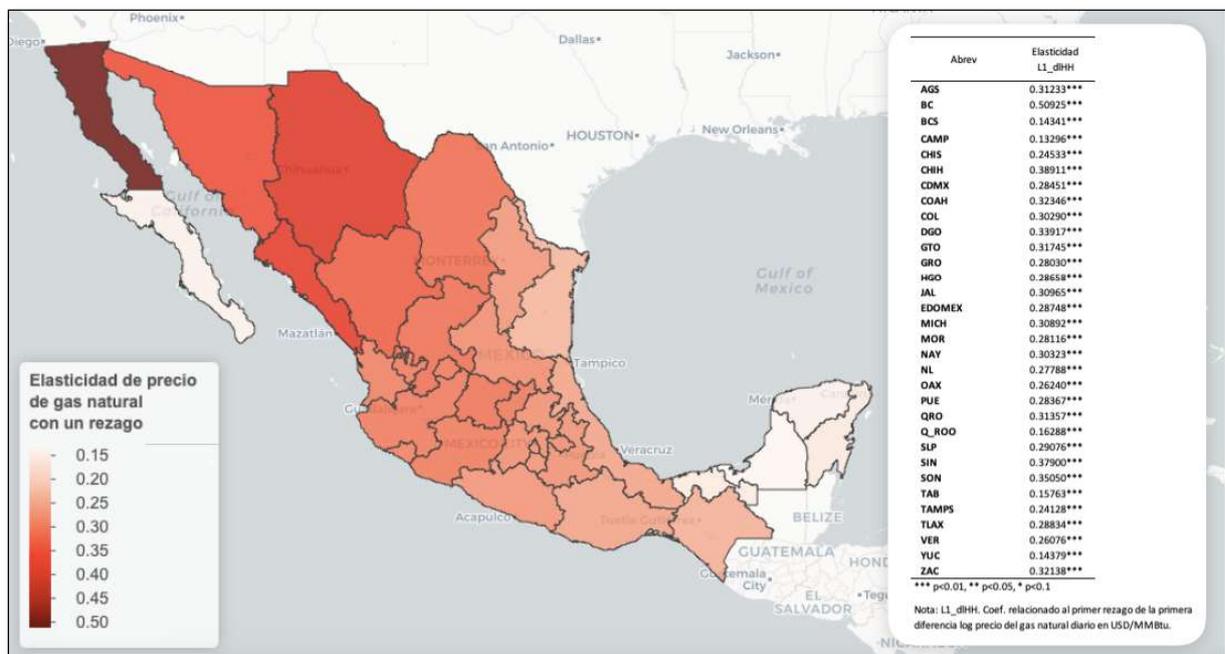


Figura 18: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del gas natural con un rezago por entidad. Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo contemporáneo

La Tabla 12 muestra un resumen de los resultados relevantes que se enfoca en la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del crudo contemporáneo estadísticamente significativa y distinta de cero, para aquellas entidades que presentan con mayor impacto en el precio de venta de la electricidad

Tabla 12: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo

Abrev	DGO	ZAC	MICH	CHIH	HGO	GTO
Entidad	DURANGO	ZACATECAS	MICHOACAN	CHIHUAHUA	HIDALGO	GUANAJUATO
Cve_ent	10	32	16	8	13	11
	est10	est32	est16	est6	est13	est11
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.23602***	0.26859***	0.28083***	0.15220***	0.26692***	0.29582***
	(3.99963e-02)	(2.64081e-02)	(1.72833e-02)	(1.93127e-02)	(3.01634e-02)	(1.57874e-02)
L1_dIHH	0.33917***	0.32138***	0.30892***	0.38911***	0.28658***	0.31745***
	(3.65831e-02)	(2.52433e-02)	(1.70478e-02)	(1.80856e-02)	(2.93926e-02)	(1.53722e-02)
dloil	0.41508***	0.41134***	0.41097***	0.38320***	0.37963***	0.37922***
	(6.42541e-02)	(3.89418e-02)	(2.42617e-02)	(3.28530e-02)	(4.08269e-02)	(2.17342e-02)
L1_dloil	-0.01259*	-0.00884*	-0.00805**	-0.01064***	-0.00799	-0.00771***
	(7.60000e-03)	(4.85727e-03)	(3.17725e-03)	(4.08370e-03)	(5.29900e-03)	(2.83429e-03)
Constant	0.04782*	0.03412*	0.03131***	0.04030***	0.03113	0.02983***
	(2.86664e-02)	(1.84312e-02)	(1.21096e-02)	(1.54224e-02)	(2.01036e-02)	(1.07631e-02)
Observations	24,223	49,817	108,690	97,279	36,723	135,866
R-squared	0.009	0.010	0.011	0.007	0.010	0.011
df_m	4	4	4	4	4	4
df_r	24218	49812	108685	97274	36718	135861
F	43.03	99.90	231.3	171.9	68.85	279.9
r2	0.00926	0.0105	0.0111	0.00747	0.0100	0.0105
rmse	0.303	0.283	0.273	0.319	0.269	0.275
rss	2225	3980	8075	9870	2653	10264
r2_a	0.00909	0.0104	0.0111	0.00743	0.00991	0.0105
Robust standard errors in parentheses						
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1						

Todas las elasticidades estimadas por entidad son positivas y distintas de cero al 99% de significancia para todas las entidades excepto Baja California y BCS. Se observa que las entidades de Durango, Zacatecas, Michoacán, Chihuahua, Hidalgo y Guanajuato son aquellas que presentan las elasticidades estimadas de precio de la electricidad respecto al precio del crudo mayores (Ver Tabla 12). Como ejemplo la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del crudo para Durango y Guanajuato corresponde a valores de 0.4152 y 0.3792 respectivamente, lo que implicaría que un incremento de 1% en el precio del gas natural existiría un aumento aproximadamente 0.4152 % y 0.3792 % en el precio de la electricidad del MEM para Durango y Guanajuato respectivamente, si todos los demás factores permanecen constantes.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Existen 18 entidades que presentan elasticidades estimadas mayores que la elasticidad estimada a nivel nacional con valor de valor de 0.3198. Las entidades con menor elasticidad estimada corresponden a Sinaloa y Quintana Roo con valor de 0.2282 y 0.2114 respectivamente (Ver Tabla 31 y Tabla 32).

Elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo con un rezago

La Tabla 13 muestra un resumen de los resultados relevantes que se enfoca en la elasticidad estimada de precio de la electricidad respecto al precio del crudo con un rezago estadísticamente significativa y distinta de cero, para aquellas entidades que presentan con mayor impacto en el precio de venta de la electricidad.

Tabla 13: Resultados seleccionados para elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del crudo con un rezago

Abrev	GRO	VER	BC	CDMX	PUE
Entidad	GUERRERO	VERACRUZ	BAJA CALIFORNIA	CD MEX	PUEBLA
Cve_ent	12	30	2	9	21
	est12	est30	est2	est7	est21
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.28030*** (2.12798e-02)	0.28737*** (1.57001e-02)	-0.08202*** (1.98392e-02)	0.27840*** (2.41252e-02)	0.27818*** (1.98770e-02)
L1_dIHH	0.28030*** (2.08272e-02)	0.26076*** (1.55575e-02)	0.50925*** (1.56766e-02)	0.28451*** (2.36271e-02)	0.28367*** (1.92702e-02)
dloil	0.33353*** (2.81344e-02)	0.31446*** (2.12805e-02)	-0.00726 (1.23475e-02)	0.36781*** (3.26987e-02)	0.33803*** (2.63759e-02)
L1_dloil	-0.00701* (3.65670e-03)	-0.00703** (2.78898e-03)	-0.00736* (4.28085e-03)	-0.00745* (4.17276e-03)	-0.00749** (3.37793e-03)
Constant	0.02738** (1.38317e-02)	0.02752*** (1.05564e-02)	0.02663* (1.57531e-02)	0.02898* (1.58171e-02)	0.02923** (1.27860e-02)
Observations	74,810	137,879	78,162	57,651	87,626
R-squared	0.009	0.008	0.005	0.010	0.009
df_m	4	4	4	4	4
df_r	74805	137874	78157	57646	87621
F	130.1	225.0	292.3	106.2	152.1
r2	0.00901	0.00813	0.00509	0.00987	0.00907
rmse	0.267	0.270	0.294	0.269	0.268
rss	5324	10084	6736	4157	6296
r2_a	0.00896	0.00811	0.00504	0.00980	0.00903
Robust standard errors in parentheses					
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1					

En este caso, las elasticidades estimadas por entidad son negativas y distintas de cero al 99%, 95% y 90% de significancia para 22 entidades. En general, las elasticidades estimadas de precio de la electricidad respecto al precio del crudo con un rezago son negativas y pequeñas por lo que prevalece el efecto de la elasticidad respecto al precio contemporáneo del crudo que es mayor. Las entidades que presentan mayor elasticidad estimada son Guerrero, Veracruz, Baja California, Cd. México y Puebla.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

La Figura 19 muestra las elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo contemporáneo y la Figura 20 muestra las elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo con un rezago por entidad. Estos resultados se obtienen de las regresiones realizadas por entidad federativa (Ver Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32).

Se observa que en el caso de las elasticidades de precio de la electricidad y precio del crudo contemporáneos tienen una mayor magnitud y son positivas en particular en el occidente del país, mientras que las elasticidades estimadas respecto a un rezago en el precio del crudo poseen una magnitud más pequeña que la elasticidad estimada para el precio de crudo contemporáneo y negativa, en especial para las entidades del sur del país.

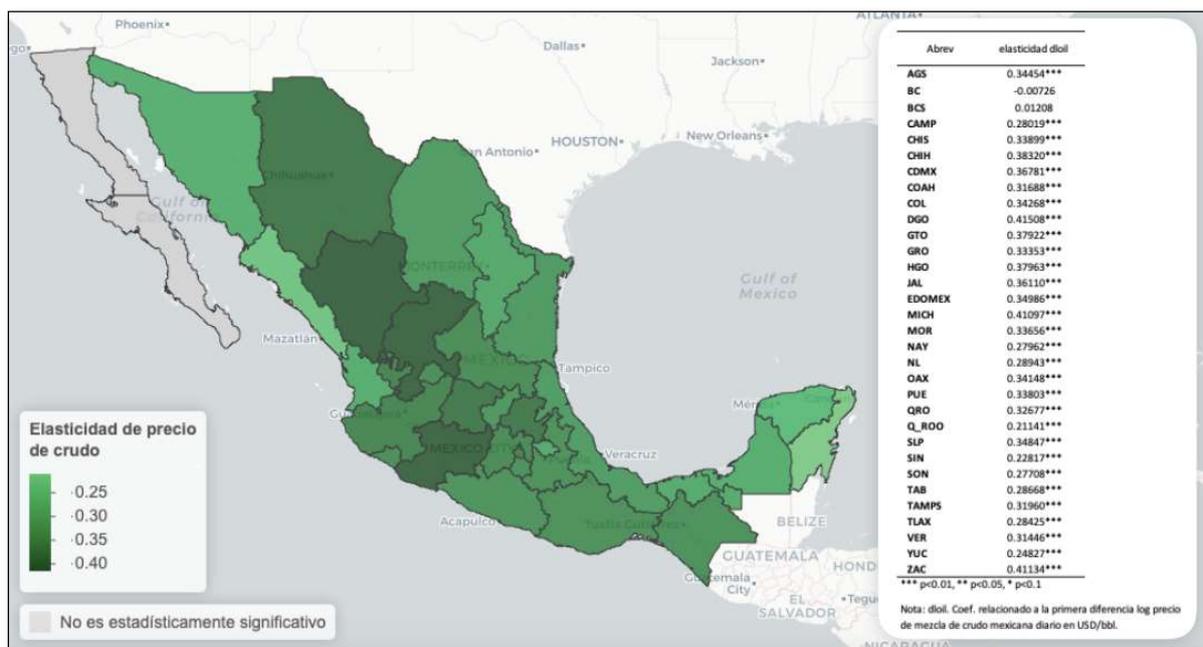


Figura 19: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo contemporáneo por entidad.
Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo



Figura 20: Elasticidades estimadas entre el precio de la electricidad PML y el precio del crudo con un rezago por entidad.
Fuente: Elaborado con resultados del Apéndice G.

10. Conclusiones

Este trabajo de investigación buscó medir el efecto del precio de los insumos de generación en el precio de venta de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista para usuarios calificados y determinar la elasticidad entre el precio de la electricidad y el precio del gas natural contemporáneo y con rezago a nivel nacional y por entidad; además se analizó la relación entre el precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el precio de la mezcla de crudo mexicana.

Se estimó un modelo econométrico en primeras diferencias que determina la elasticidad de precio de la electricidad en el MEM respecto al precio del gas natural contemporáneo y la elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio del gas natural con un periodo de rezago (1 día) para lo que se utilizó información con precios diarios. También se determinó la elasticidad de precio de la electricidad respecto al precio de la mezcla de crudo mexicana.

La base de datos utilizada para las distintas regresiones considera un panel con información diaria por nodo con promedio del precio de la electricidad PML en el MEM, el precio del gas natural, el precio de la mezcla de crudo, logaritmos, primeras diferencias y un rezago de las primeras diferencias logarítmicas de dichas variables, para el periodo de 2016 – 2018. El MEM solo cuenta con información a partir de 2016, cuando inició su operación, posterior a la reforma energética, promoviendo la oferta competitiva en la generación eléctrica que permite elegir a productores de menor costo para satisfacer la demanda.

El modelo econométrico es estimado en primeras diferencias a nivel nacional y por entidad mediante MCO.

La elasticidad estimada de precio de la electricidad con respecto al precio del gas natural contemporáneo y la elasticidad de precio de la electricidad con respecto al precio del gas natural con un rezago a nivel nacional son ambas positivas e inelásticas al 99% de significancia. El efecto de un incremento en el precio de gas natural se reflejará en el mismo periodo y en un periodo siguiente, estos efectos se complementan. Las entidades con mayor elasticidad estimada del precio de la electricidad y el precio del gas natural contemporáneo corresponden a Querétaro, Tabasco, Oaxaca, Guanajuato, Nayarit y Aguascalientes; mientras

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

que las entidades con mayor elasticidad estimada del precio de la electricidad y el precio del gas natural con un rezago corresponden a Baja California, Chihuahua, Sinaloa, Sonora y Durango.

Por otra parte, elasticidad estimada de precio de la electricidad con respecto al precio crudo contemporáneo es positiva y distinta de cero al 99% de significancia, y la elasticidad de precio de la electricidad con respecto al precio del crudo con un rezago a nivel nacional es negativa y distinta de cero para 22 entidades con niveles de 99%, 95% y 90% de significancia según la entidad. Por lo que se observa que prevalece el efecto de incremento en el precio de electricidad debido a un aumento en el precio de crudo por el componente contemporáneo. Las entidades con mayor elasticidad estimada del precio de la electricidad y el precio del crudo contemporáneo corresponden a Durango, Zacatecas, Michoacán, Chihuahua, Hidalgo y Guanajuato; mientras que las entidades con mayor elasticidad estimada del precio de la electricidad y el precio del crudo con un rezago corresponden a Guerrero, Veracruz, Baja California, Cd. México y Puebla, aunque éstas últimas son elasticidades negativas y de magnitud pequeña.

La existencia de elasticidades definidas entre el precio de venta de electricidad en el MEM y el precio del gas natural (Henry Hub) utilizado para generación eléctrica, así como la elasticidad estimada entre el precio de venta de electricidad en el MEM y el precio del crudo mexicano permite establecer el efecto directo que genera el precio de los insumos para generación en el precio de venta de la electricidad.

Es importante que aquellos que realizan proyectos de generación eléctrica en México tengan acceso a inversores o fondeadores de proyectos mediante moneda extranjera (USD); aunque dichos generadores provean la electricidad en el mercado mexicano con tarifas en pesos mexicanos por MWh (MXN/MWh).

Adicionalmente, se indica que es importante contar con garantía de suministro de gas natural para la generación eléctrica, pues una falla o reducción de oferta de este incrementará el precio de la electricidad a los consumidores finales debido al uso de un combustible más caro para generación eléctrica. Por otra parte, el suministro de gas natural con precios de adquisición más altos también representa un incremento en el precio de venta de la electricidad en todas las entidades para los consumidores del MEM según lo indican las elasticidades estimadas entidad para el precio de la electricidad respecto al precio del gas natural contemporáneo y con

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

un rezago; por lo que es importante asegurar el suministro de gas natural en todas las entidades a precio competitivo.

Es conveniente que este análisis se realice en el futuro con información de un periodo más amplio del funcionamiento del MEM, incluyendo más periodos para los precios de combustibles y algunas otras variables adicionales que pudieran incorporarse para evaluar sus efectos en el precio de la electricidad PML en el MEM. Adicionalmente, sería conveniente contar con precios del gas natural utilizado para generación eléctrica a nivel nacional y aunque se ha indicado que esta información es confidencial, es probable que pueda utilizarse el Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN) que refleja el promedio de precios por los comercializadores en el mercado mexicano, el cual empezó a publicarse a través de la CRE a partir de 2017.

Además, se observa que México ha incrementado en los últimos años el proceso de generación eléctrica con gas como combustible principal; asimismo, la literatura señala que las Centrales de Ciclo Combinado se consideran la opción adecuada para respaldo de generación eléctrica cuando se utilizan procesos de generación con fuentes de energía renovable (energía eólica y energía solar) que tienen naturaleza intermitente pues las Centrales de Ciclo Combinado son más eficientes y operan con menores costos que otras centrales que utilizan combustibles fósiles. Por lo tanto, es crucial contar con garantía de suministro de gas natural para la generación eléctrica con el precio más competitivo del mercado y poder cubrir la demanda requerida sin generar un incremento en el precio PML debido a la congestión o cambio de tecnología por uso de combustibles más costosos como el diésel y el combustóleo.

También es necesario que en el futuro próximo se estime el impacto en el precio de la electricidad que tiene la generación a través de fuentes renovables como la generación eólica, fotovoltaica y mareomotriz. Si bien, es posible identificar el costo de cada KW generado una vez que se encuentran instaladas las centrales de estas tecnologías ya que sus insumos (el sol, el viento y la fuerza mareomotriz) no tienen una valuación económica en el mercado y su volatilidad respecto a la intermitencia en este tipo de energías se encuentra pronosticada con un nivel de certidumbre adecuado en una zona geográfica; no existe certeza en el efecto que causarían en el precio de la energía eléctrica. Puede suceder que el incrementar la generación mediante fuentes renovables ocasione una reducción de horario de funcionamiento en centrales existentes que utilizan combustibles fósiles o nucleares, lo que afectará la estructura

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

de costos en cada una de estas centrales respecto a la recuperación del capital instalado (CAPEX), esto podría aumentar su costo de producción de manera notable. En especial, el incremento podría suceder en la tarifa eléctrica nocturna si la curva de carga de la entidad o locación no presenta su demanda pico de energía durante el día y se realiza una migración de participación importante a generación fotovoltaica.

Otra consideración importante consiste en estimar el impacto ambiental que tiene la generación eléctrica con el uso de energías renovables, pues al igual que el resto de las tecnologías, genera un impacto en el ecosistema; la instalación de parques eólicos y fotovoltaicos requiere utilizar extensiones de terreno en las que el ruido y otras características pueden causar algún efecto adverso a especies de animales que habiten cerca de estos sitios, lo cual debería estimarse antes de su instalación y buscar opciones para su mitigación. Algunos países han elegido ubicar equipos de generación en plataformas petroleras abandonadas en zonas marítimas, las cuales reutilizan parte de la instalación y se consideran zonas ya impactadas.

Se sabe que el almacenamiento de energía eléctrica es costoso, por lo que la generación que permite obtener precios más competitivos es aquella que se realiza en cercanía a la locación y el periodo de consumo de esta. Con ello se evitan los costos asociados a la congestión y pérdidas referentes al proceso de transmisión, además de los costos correspondientes al incremento en capacidad de los equipos de transmisión. Por esto es muy importante contar con las curvas o perfiles de carga que caractericen el consumo de energía en función del tiempo para cada entidad o área del sistema eléctrico. Esto permitirá hacer una estimación adecuada del conjunto de tecnologías que deben preferirse para generación según la disponibilidad y costos de sus insumos para ofrecer precios de la energía eléctrica competitivos a los consumidores.

Ya que este análisis es pionero en el estudio de las relaciones de precio entre el gas natural y el MEM, es conveniente estimar nuevamente los coeficientes de regresión en el futuro incorporando más periodos de información referentes a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y también incorporar variables que representen la generación eléctrica mediante el uso de centrales hidroeléctricas, parques eólicos, plantas de generación fotovoltaicas y generación mediante energía geotérmica si es posible.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

El desarrollo de este análisis muestra la necesidad de contar con más información del mercado eléctrico sobre la mezcla de combustibles para generación, información referente a generación por energías renovables, los perfiles de consumo de energía eléctrica y la existencia de curvas de carga por entidad o locación del sistema. La disponibilidad de esta información es fundamental para desarrollar más estudios y comprender mejor el funcionamiento del mercado eléctrico; lo que permitirá estimar en corto y mediano plazo el impacto de políticas públicas en el sector.

Finalmente, analizar el sector eléctrico y el proceso de generación en relación con el precio de venta de la electricidad y precio de sus insumos, puede brindar información que permita evitar un encarecimiento de energía eléctrica en las entidades de nuestro país. El suministro de energía eléctrica de manera continua es un factor importante para el desarrollo económico, pues las interrupciones en este servicio generan pérdidas o externalidades costosas en los procesos productivos e industriales.

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

11. Apéndice

Apéndice A. Regiones de transmisión

Tabla 14: Regiones de Transmisión Fuente: PRODESEN 2018-2032.

Regiones de Transmisión			
1	Hermosillo	19 Huasteca	37 Coahuila
2	Cananea	20 Tamazunchale	38 Tabasco
3	Obregon	21 Güemez	39 Grijalva
4	Los Mochis	22 Tepic	40 Ixtepec
5	Culiacan	23 Guadalajara	41 Lerma
6	Mazatlán	24 Aguascalientes	42 Mérida
7	Juárez	25 San Luis Potosí	43 Cancún
8	Moctezuma	26 Salamanca	44 Chetumal
9	Chihuahua	27 Manzanillo	45 Cozumel
10	Durango	28 Carapan	46 Tijuana
11	Laguna	29 Lázaro Cárdenas	47 Ensenada
12	Río Escondido	30 Querétaro	48 Mexicali
13	Nuevo Laredo	31 Central	49 San Luis Río Colorado
14	Reynosa	32 Poza Rica	50 Villa Constitución
15	Matamoros	33 Veracruz	51 La Paz
16	Monterrey	34 Puebla	52 Los Cabos
17	Saltillo	35 Acapulco	53 Mulegé
18	Valles	36 Temascal	

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice B. Centrales de Ciclo Combinado

Centrales de Ciclo Combinado consideradas operando a 2018 conforme a (Secretaría de Energía, 2018)

Tabla 15: Centrales de Ciclo Combinado en operación 2016 – 2018. Fuente: Base de datos PIIERCE.

CVE_CCnum	NUM_CC	NOM_CC	CVE_CCnum	NUM_CC	NOM_CC
C1	1	Techgen	C48	48	Huinala_CC
C2	2	AES Merida III; Merida III	C49	49	Iberdrola Energía Altamira; Altamira III y IV
C3	3	CCC 010	C50	50	Iberdrola Energía del Golfo; Altamira V_PQ1
C4	4	CCC 009	C51	51	Iberdrola Energía La Laguna; La Laguna II
C5	5	Centro	C52	52	Iberdrola Energía Monterrey
C6	6	Mexico Generadora de Energía	C53	53	Iberdrola Energía Monterrey; Monterrey III (Dulces Nombres)
C7	7	Altos Hornos De Mexico	C54	54	Iberdrola Energía Tamazunchale; Tamazunchale_PQ1
C8	8	Agua Prieta II	C55	55	KST Electric Power Company; Norte II
C9	9	Fisterra Frontera II (Energía Buenavista)	C56	56	Celulosa de Fibras Mexicanas
C10	10	Iberdrola Energía Monterrey; Dulces Nombres II	C57	57	Papelera Industrial Potosina
C11	11	Baja California III (La Jovita)	C58	58	Manzanillo (Gral. Manuel Alvarez Moreno)_CC_PQ1
C12	12	Poza Rica	C59	59	Pemex-Petroquímica; Complejo Petroquímico Morelos
C13	13	Energía San Luis de la Paz	C60	60	Presidente Juárez_CC_U1
C14	14	Energía Azteca X (Exportador)	C61	61	Rio Bravo (Emilio Portes Gil)
C15	15	Braskem Idesa	C62	62	Samalayuca II_P1
C16	16	Iberdrola Energía La Laguna	C63	63	San Lorenzo Potencia
C17	17	Energía Azteca X_AUT	C64	64	Tractebel Energía de Monterrey
C18	18	Iberdrola Energía Tamazunchale	C65	65	Tula (Francisco Perez Rios)_CC_P1
C19	19	Iberdrola Energía Altamira	C66	66	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_CC
C20	20	Energía de Apizaco	C67	67	Valle de Mexico_CC
C21	21	Energía Chihuahua	C68	68	CCC 008
C22	22	Fuerza y Energía de Naco-Nogales	C70	69	CCC 001
C23	23	Central Anahuac; Rio Bravo II	C71	70	CCC 011
C24	24	Central Saltillo; Saltillo	C72	71	CCC 004
C25	25	Central Valle Hermoso; Rio Bravo IV	C73	72	Central Lomas de Real, Rio Bravo III
C26	26	Chihuahua II (El Encino)_PQ1	C74	73	CCC 006
C27	27	Compañía de Generación Valladolid; Valladolid III	C75	74	Chihuahua II (El Encino)_PQ2
C28	28	Fuerza y Energía de Norte Durango	C76	75	CCC 012
C29	29	Ingredion Mexico	C77	76	CCC 013
C30	30	Dos Bocas_PQ1	C78	77	Dos Bocas_PQ2
C31	31	El Sauz_PQ2	C79	78	El Sauz_PQ3
C32	32	Electricidad Aguila de Altamira; Altamira II	C80	79	Fuerza y Energía de Tuxpan, Tuxpan III y IV_PQ2
C33	33	Electricidad Aguila de Tuxpan; Tuxpan II (Tres Estrellas)	C81	80	Huinala II_U2
C34	34	Electricidad Sol de Tuxpan; Tuxpan V	C82	81	Iberdrola Energía del Golfo, Altamira V_PQ2
C35	35	Energía Azteca VIII	C83	82	Iberdrola Energía Tamazunchale, Tamazunchale_PQ2
C36	36	Energía Azteca VIII; El Sauz - Bajío	C84	83	Manzanillo (Gral. Manuel Alvarez Moreno)_CC_PQ2
C37	37	Energía Azteca X; Mexicali	C85	84	Presidente Juárez_CC_U2
C38	38	Energía Campeche; Transalta Campeche	C86	85	Presidente Juárez_CC_U3
C39	39	Energía Chihuahua; Transalta Chihuahua	C87	86	Presidente Juárez_CC_U4
C40	40	Fuerza y Energía de Hermosillo	C88	87	Samalayuca II_P2
C41	41	Fuerza y Energía de Naco-Nogales; Naco Nogales	C89	88	Samalayuca II_P3
C42	42	Fuerza y Energía de Norte Durango; Norte Durango	C90	89	Tula (Francisco Perez Rios)_CC_P2
C43	43	Fuerza y Energía de Tuxpan; Tuxpan III y IV_PQ1	A1	90	CCC 007 5/
C44	44	Mexichem Resinas Vinílicas	A2	91	CCC 005
C45	45	Gomez Palacio	A3	92	CCC 002
C46	46	Hermosillo	A4	93	CCC 003
C47	47	Huinala II_U1			

La localización geográfica consideró las 68 localizaciones de las Centrales de Ciclo Combinado siguientes:

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 16: Centrales de Ciclo Combinado utilizadas para ubicación geográfica. Fuente: Base de datos PIERCE (estimado con geocode).

NUM_CC	Nombre CC	NUM_CC	Nombre CC
C1	Techgen	C35	Energia Azteca VIII
C2	AES Merida III; Merida III	C36	Energia Azteca VIII; El Sauz - Bajio
C3	CCC 010	C37	Energia Azteca X; Mexicali
C4	CCC 009	C38	Energia Campeche; Transalta Campeche
C5	Centro	C39	Energia Chihuahua; Transalta Chihuahua
C6	Mexico Generadora de Energia	C40	Fuerza y Energia de Hermosillo
C7	Altos Hornos De Mexico	C41	Fuerza y Energia de Naco-Nogales; Naco Nogales
C8	Agua Prieta II	C42	Fuerza y Energia de Norte Durango; Norte Durango
C9	Fisterra Frontera II (Energia Buenavista)	C43	Fuerza y Energia de Tuxpan; Tuxpan III y IV_PQ1
C10	Iberdrola Energia Monterrey; Dulces Nombres II	C44	Mexichem Resinas Vinilicas
C11	Baja California III (La Jovita)	C45	Gomez Palacio
C12	Poza Rica	C46	Hermosillo
C13	Energia San Luis de la Paz	C47	Huinala II_U1
C14	Energia Azteca X (Exportador)	C48	Huinala_CC
C15	Braskem Idesa	C49	Iberdrola Energia Altamira; Altamira III y IV
C16	Iberdrola Energia La Laguna	C50	Iberdrola Energia del Golfo; Altamira V_PQ1
C17	Energia Azteca X_AUT	C51	Iberdrola Energia La Laguna; La Laguna II
C18	Iberdrola Energia Tamazunchale	C52	Iberdrola Energia Monterrey
C19	Iberdrola Energia Altamira	C53	Iberdrola Energia Monterrey; Monterrey III (Dulces Nombres)
C20	Energia de Apizaco	C54	Iberdrola Energia Tamazunchale; Tamazunchale_PQ1
C21	Energia Chihuahua	C55	KST Electric Power Company; Norte II
C22	Fuerza y Energia de Naco-Nogales	C56	Celulosa de Fibras Mexicanas
C23	Central Anahuac; Rio Bravo II	C57	Papelera Industrial Potosina
C24	Central Saltillo; Saltillo	C58	Manzanillo (Gral. Manuel Alvarez Moreno)_CC_PQ1
C25	Central Valle Hermoso; Rio Bravo IV	C59	Pemex-Petroquimica; Complejo Petroquimico Morelos
C26	Chihuahua II (El Encino)_PQ1	C60	Presidente Juarez_CC_U1
C27	Compañía de Generacion Valladolid; Valladolid III	C61	Rio Bravo (Emilio Portes Gil)
C28	Fuerza y Energia de Norte Durango	C62	Samalayuca II_P1
C29	Ingredion Mexico	C63	San Lorenzo Potencia
C30	Dos Bocas_PQ1	C64	Tractebel Energia de Monterrey
C31	El Sauz_PQ2	C65	Tula (Francisco Perez Rios)_CC_P1
C32	Electricidad Aguila de Altamira; Altamira II	C66	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)_CC
C33	Electricidad Aguila de Tuxpan; Tuxpan II (Tres Estrellas)	C67	Valle de Mexico_CC
C34	Electricidad Sol de Tuxpan; Tuxpan V	C68	CCC 008

El resto de las centrales se agruparon en las siguientes localizaciones por su cercanía.

Tabla 17: Grupos de Centrales de Ciclo Combinado consideradas en una misma localización geográfica por cercanía. Fuente: Base de datos PIERCE (estimado con geocode).

Grupo	NOM_CC	Grupo	NOM_CC
G1	CCC 004 Central Saltillo, Saltillo	G11	Iberdrola Energia del Golfo, Altamira V_PQ1 Iberdrola Energia del Golfo, Altamira V_PQ2
G2	CCC 012 Fuerza y Energia de Naco-Nogales, Naco Nogales	G12	Manzanillo (Gral. Manuel Alvarez Moreno)_CC_PQ1 Manzanillo (Gral. Manuel Alvarez Moreno)_CC_PQ2
G3	CCC 006 Iberdrola Energia Tamazunchale, Tamazunchale_PQ1 Iberdrola Energia Tamazunchale, Tamazunchale_PQ2	G13	Presidente Juarez_CC_U1 Presidente Juarez_CC_U2 Presidente Juarez_CC_U3 Presidente Juarez_CC_U4
G4	Samalayuca II_P1 Samalayuca II_P2 Samalayuca II_P3	G14	CCC 007 5/ Tula (Francisco Perez Rios)_CC_P1 Tula (Francisco Perez Rios)_CC_P2
G5	Central Anahuac, Rio Bravo II Central Lomas de Real, Rio Bravo III	G15	El Sauz_PQ2 El Sauz_PQ3
G6	CCC 011 Valle de Mexico_CC	G16	Dos Bocas_PQ1 Dos Bocas_PQ2
G7	Chihuahua II (El Encino)_PQ1 Chihuahua II (El Encino)_PQ2	G17	CCC 008 CCC 001
G8	CCC 013 Fuerza y Energia de Hermosillo	G18	CCC 005 CCC 002 CCC 003
G9	Fuerza y Energia de Tuxpan, Tuxpan III y IV_PQ1 Fuerza y Energia de Tuxpan, Tuxpan III y IV_PQ2		Rio Bravo (Emilio Portes Gil)
G10	Huinala II_U1 Huinala II_U2		

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice C. Líneas de transmisión



Figura 21: Descripción gráfica de principales líneas de transmisión Fuente: Cartocritica (manuel@cartocritica.org, 2019)

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo



Figura 22: Descripción gráfica de principales líneas de transmisión en el sureste del país Fuente: Cartocritica (manuel@cartocritica.org, 2019).

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice D. Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) (CENAGAS)

Representación gráfica del SNG.



Figura 23: Descripción gráfica del SNG Fuente: Descripción general del Sistema Nacional de Gasoductos (Centro Nacional de Control de Gas Natural, 2016).

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice E. Resumen de estadística descriptiva por entidad (Base mensual)

Indica los valores máximo y mínimo PML por entidad de 2016 a 2018 de la Base mensual.

Tabla 18: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual

-> entidad = AGUASCALIENTES					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,226.82	408.62	642.11	2,195.36
ENERGIA_N	36	1,194.68	395.50	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	24.66	21.36	-8.95	79.29
CONGESTION	36	7.49	15.60	-25.16	59.72
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long	36	156.62	60.81	114.22	241.42

-> entidad = BAJA CALIFORNIA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	676.80	539.59	325.95	3,077.06
ENERGIA_N	36	664.07	500.39	331.65	2,862.45
PERDIDAS	36	10.22	27.68	-7.61	123.66
CONGESTION	36	2.50	17.26	-36.19	90.95
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.05	12.13	24.65	74.09
Comb	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies	36	1,723.31	1,919.23	4.30	8,355.58
consGNTot	36	113.10	38.26	67.03	189.96
Long	36	290.00	0.00	290.00	290.00

-> entidad = BAJA CALIFORNIA SUR					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	34	2,547.66	777.39	1,236.23	3,962.61
ENERGIA_N	34	2,522.97	765.77	1,192.51	3,973.68
PERDIDAS	34	14.57	12.92	-11.07	51.67
CONGESTION	34	10.13	22.37	0.00	100.37
Pr_HenryH	34	2.94	0.49	1.83	4.13
Poil	34	49.42	11.02	30.73	74.09
Comb	34	42.30	5.48	33.05	54.18
Carbon	34	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies	34	4,998.30	3,811.31	1,179.29	14,972.50
consGNTot	34	0.00	0.00	0.00	0.00
Long	34	0.00	0.00	0.00	0.00

-> entidad = CAMPECHE					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,557.07	674.33	673.98	3,396.90
ENERGIA_N	36	1,194.99	395.88	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	173.60	94.29	-0.45	411.36
CONGESTION	36	188.48	296.92	-1.58	1,429.71
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb	36	12.47	4.43	0.00	19.30
Carbon	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies	36	460.34	866.61	7.01	4,373.46
consGNTot	36	3.51	7.02	0.00	31.37
Long	36	319.09	0.00	319.09	319.09

-> entidad = CHIAPAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,275.31	432.39	668.05	2,346.87
ENERGIA_N	36	1,193.49	394.68	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	67.08	57.41	-42.69	209.14
CONGESTION	36	14.73	38.54	-11.73	183.91
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	18.31	6.57	7.66	28.59
Long	36	86.35	0.00	86.35	86.35

-> entidad = CHIHUAHUA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,172.84	660.66	547.44	3,150.13
ENERGIA_N	36	1,194.80	395.38	634.91	2,142.34
PERDIDAS	36	-40.66	137.85	-222.23	306.54
CONGESTION	36	18.69	263.05	-594.49	906.74
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.08	25.13	74.09
Comb	36	12.82	14.18	0.00	36.97
Carbon	36	680.69	138.37	438.95	976.54
Dies	36	79.20	176.58	0.00	908.94
consGNTot	36	90.93	85.90	2.33	238.25
Long	36	1,522.86	551.11	822.55	2,249.75

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 19: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)

-> entidad = CIUDAD DE MEXICO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,234.69	413.14	655.26	2,235.36
ENERGIA_N	36	1,193.39	394.68	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	36.46	20.07	6.03	87.07
CONGESTIC	36	4.83	22.67	-14.53	118.83
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	146.77	111.70	0.00	310.25
Long_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
-> entidad = COAHUILA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,176.07	469.28	602.56	2,373.76
ENERGIA_N	36	1,195.03	395.84	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	-13.16	63.89	-137.52	120.11
CONGESTIC	36	-5.81	140.14	-496.64	345.79
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.08	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	77,841.40	444,245.60	1,444.12	2,669,242.00
consGNTot	36	11.80	17.02	0.00	40.80
Long_	36	446.66	15.77	427.16	459.06
-> entidad = COLIMA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,212.28	397.57	632.27	2,116.22
ENERGIA_N	36	1,194.83	395.63	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	3.23	13.89	-34.54	21.86
CONGESTIC	36	14.22	20.43	-16.19	78.05
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	28.42	29.63	0.00	71.78
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	60.31	44.63	5.55	200.11
consGNTot	36	217.96	36.42	165.18	357.97
Long_	36	123.00	0.00	123.00	123.00

-> entidad = DURANGO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,232.48	519.25	609.46	2,715.70
ENERGIA_N	36	1,195.02	395.80	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	18.21	67.45	-104.48	168.35
CONGESTIC	36	19.24	198.16	-622.07	626.47
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.08	25.13	74.09
Comb_	36	25.84	14.43	0.00	46.33
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	29.82	28.42	0.00	101.30
consGNTot	36	70.46	11.54	40.70	98.56
Long_	36	607.34	196.81	418.00	870.10
-> entidad = GUANAJUATO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,216.39	402.98	643.37	2,172.50
ENERGIA_N	36	1,194.78	395.72	634.92	2,142.34
PERDIDAS	36	17.42	8.84	4.75	43.80
CONGESTIC	36	4.19	7.37	-10.16	29.81
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	5.49	4.26	0.00	13.30
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	153.81	35.67	74.71	208.59
Long_	36	561.94	67.94	422.26	634.11
-> entidad = GUERRERO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,278.55	428.98	681.59	2,301.20
ENERGIA_N	36	1,193.55	394.71	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	75.01	32.67	16.53	151.03
CONGESTIC	36	9.99	24.76	-12.98	128.53
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	27.27	39.11	0.00	81.80

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 20: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)

-> entidad = HIDALGO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,217.90	404.58	653.15	2,201.27
ENERGIA_N	36	1,193.59	394.74	634.99	2,142.34
PERDIDAS	36	21.98	15.91	-3.37	57.34
CONGESTIC	36	2.33	18.09	-19.37	89.60
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	150.17	36.64	78.57	222.70
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	65.62	36.74	18.30	131.98
Long_	36	552.86	114.62	468.24	707.44
-> entidad = JALISCO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,252.79	417.91	651.85	2,210.02
ENERGIA_N	36	1,194.77	395.62	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	42.39	20.60	1.33	98.29
CONGESTIC	36	15.63	22.07	-17.86	85.64
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	476.11	121.00	391.75	644.83
-> entidad = MEXICO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,233.25	414.46	652.85	2,236.08
ENERGIA_N	36	1,193.32	394.55	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	33.97	19.42	5.40	84.46
CONGESTIC	36	5.95	21.80	-14.20	112.15
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	140.56	25.60	84.66	181.28
Long_	36	274.34	0.00	274.34	274.34

-> entidad = MICHOACAN					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,230.40	409.19	640.11	2,194.41
ENERGIA_N	36	1,194.49	395.45	634.97	2,142.34
PERDIDAS	36	27.78	12.45	4.91	53.34
CONGESTIC	36	8.14	13.12	-7.91	57.92
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	553.34	78.76	391.40	686.53
Dies_	36	848.41	597.17	149.82	3,458.75
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	263.68	0.00	263.68	263.68
-> entidad = MORELOS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,246.64	419.90	663.05	2,259.74
ENERGIA_N	36	1,193.57	394.72	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	45.96	24.17	11.20	108.81
CONGESTIC	36	7.11	24.09	-14.30	125.69
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	5.32	7.98	0.00	24.52
Long_	36	11.33	8.13	0.00	17.00
-> entidad = NAYARIT					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,278.13	444.92	644.53	2,317.41
ENERGIA_N	36	1,194.71	395.51	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	50.43	38.74	-24.80	142.75
CONGESTIC	36	32.99	51.44	-21.81	229.99
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	0.00	0.00	0.00	0.00

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 21: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)

-> entidad = NUEVO LEON					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,065.37	409.74	536.18	2,022.51
ENERGIA_N	36	1,195.10	395.99	634.90	2,143.57
PERDIDAS	36	-47.52	57.71	-172.47	75.60
CONGESTIO	36	-82.21	108.11	-388.21	137.79
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	246.35	442.88	0.00	1,911.31
consGNTot	36	92.39	23.06	45.35	151.66
Long_	36	1,045.17	131.00	862.51	1,136.51
-> entidad = OAXACA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,268.14	434.38	673.24	2,322.48
ENERGIA_N	36	1,193.32	394.44	634.87	2,142.34
PERDIDAS	36	64.58	45.07	-1.21	176.38
CONGESTIO	36	10.24	29.89	-20.81	136.51
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	140.24	0.00	140.24	140.24
-> entidad = PUEBLA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,231.96	412.30	668.77	2,237.55
ENERGIA_N	36	1,193.55	394.69	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	33.40	21.54	6.79	88.16
CONGESTIO	36	5.01	24.31	-24.18	124.18
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	54.03	12.33	0.00	62.44
Long_	36	344.75	56.89	265.41	384.41

-> entidad = QUERETARO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,198.64	392.19	642.49	2,137.11
ENERGIA_N	36	1,194.78	395.63	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	1.65	9.87	-19.31	24.80
CONGESTIO	36	2.22	7.77	-7.56	37.38
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	628.00	1,834.63	0.00	7,186.03
consGNTot	36	65.81	16.23	28.22	86.98
Long_	36	190.34	6.54	174.27	192.93
-> entidad = QUINTANA ROO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,640.28	745.85	668.11	3,515.81
ENERGIA_N	36	1,195.28	396.24	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	199.86	101.90	-6.33	460.77
CONGESTIO	36	245.14	357.24	-0.66	1,506.72
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.08	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	4,349.27	4,436.49	494.26	17,605.41
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
-> entidad = SAN LUIS POTOSI					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,191.64	394.85	634.94	2,137.96
ENERGIA_N	36	1,194.88	395.68	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	-0.89	12.41	-26.65	26.52
CONGESTIO	36	-2.36	11.68	-38.26	27.30
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.08
Comb_	36	47.22	21.69	0.00	79.04
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	78.98	58.80	0.71	254.21
consGNTot	36	147.71	22.92	93.04	202.43
Long_	36	363.14	83.43	203.03	458.53

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 22: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)

-> entidad = SINALOA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,259.52	533.08	477.01	2,709.27
ENERGIA_N	36	1,194.60	396.01	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	59.45	91.98	-73.25	300.32
CONGESTIC	36	5.48	223.43	-912.61	351.41
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	75.84	20.91	30.37	118.97
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	482.22	525.91	38.05	1,884.62
consGNTot	36	14.85	31.93	0.00	110.90
Long_	36	287.66	232.84	0.00	472.73

-> entidad = SONORA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,025.39	492.35	483.62	2,353.64
ENERGIA_N	36	1,179.34	392.76	624.90	2,161.67
PERDIDAS	36	-27.33	126.48	-196.79	287.37
CONGESTIC	36	-126.61	212.70	-806.22	196.11
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	29.97	16.49	2.57	66.47
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	288.11	375.20	4.77	1,521.91
consGNTot	36	99.67	25.06	48.22	136.67
Long_	36	1,192.11	333.70	858.72	1,701.67

-> entidad = TABASCO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,298.56	457.81	657.16	2,391.20
ENERGIA_N	36	1,193.31	394.67	635.02	2,142.34
PERDIDAS	36	71.34	57.36	-18.39	218.63
CONGESTIC	36	33.92	80.26	-8.99	458.02
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	450.97	0.00	450.97	450.97

-> entidad = TAMAULIPAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,069.11	375.43	581.93	1,974.28
ENERGIA_N	36	1,195.09	395.89	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	-75.76	34.47	-147.04	-12.21
CONGESTIC	36	-50.22	58.36	-210.16	51.21
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	37.66	21.77	0.00	83.42
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	519.91	3,119.45	0.00	18,716.67
consGNTot	36	220.48	40.06	141.87	317.43
Long_	36	944.16	196.02	807.49	1,217.50

-> entidad = TLAXCALA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,225.85	410.45	659.62	2,223.56
ENERGIA_N	36	1,193.42	394.73	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	27.39	19.77	-1.88	75.83
CONGESTIC	36	5.04	24.69	-24.37	127.00
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	150.14	16.73	126.81	161.81

-> entidad = VERACRUZ					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,219.86	409.00	662.22	2,219.52
ENERGIA_N	36	1,193.54	394.69	634.89	2,142.66
PERDIDAS	36	20.09	26.68	-33.38	91.89
CONGESTIC	36	6.23	27.34	-33.23	118.25
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	113.62	55.47	8.45	213.14
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	220.20	120.05	34.52	635.33
consGNTot	36	174.45	18.93	133.64	203.86
Long_	36	1,598.17	219.46	1,441.19	1,903.19

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 23: Descriptivos por entidad federativa. Base Mensual (Cont)

-> entidad = YUCATAN					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,584.39	705.11	645.64	3,511.71
ENERGIA_N	36	1,195.32	396.30	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	178.82	101.14	-28.80	427.77
CONGESTIQ	36	210.25	321.22	-1.58	1,508.78
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.08	25.13	74.09
Comb_	36	17.60	9.04	4.96	33.98
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	27,359.91	12,333.39	29.54	46,953.75
consGNTot	36	60.31	23.07	8.97	112.85
Long_	36	208.00	0.00	208.00	208.00
-> entidad = ZACATECAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
PML_MXN	36	1,276.02	437.38	652.11	2,299.04
ENERGIA_N	36	1,194.81	395.61	634.90	2,142.34
PERDIDAS	36	70.20	47.37	10.12	192.35
CONGESTIQ	36	11.00	35.58	-143.25	96.30
Pr_HenryH	36	2.89	0.52	1.73	4.13
Poil	36	48.08	12.09	25.13	74.09
Comb_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Dies_	36	0.00	0.00	0.00	0.00
consGNTot	36	0.00	0.00	0.00	0.00
Long_	36	155.32	117.72	73.25	319.47

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice F. Resumen de estadística descriptiva por entidad (Base diaria)

Indica los valores máximo y mínimo PML por entidad de 2016 a 2018 de la Base diaria.

Tabla 24: Descriptivos por entidad federativa.

-> entidad = AGUASCALIENTES					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	28,918	1,343.70	566.54	533.76	4,183.47
ENERGIA_MX~H	28,918	1,307.52	550.27	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	28,918	28.42	35.45	-50.44	550.45
CONGESTION~H	28,918	7.76	32.27	-229.94	262.87
-> entidad = BAJA CALIFORNIA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	102,784	738.38	856.30	26.82	9,039.82
ENERGIA_MX~H	102,784	720.69	798.43	28.74	8,154.52
PERDIDAS_M~H	102,784	12.18	49.73	-110.67	1,140.38
CONGESTION~H	102,784	5.52	97.68	-290.90	2,352.51
-> entidad = BAJA CALIFORNIA SUR					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	18,650	2,640.22	861.17	953.77	4,986.01
ENERGIA_MX~H	18,650	2,612.79	842.69	959.26	4,817.79
PERDIDAS_M~H	18,650	16.86	81.31	-621.20	201.59
CONGESTION~H	18,650	10.58	74.58	0.00	960.65
-> entidad = CAMPECHE					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	13,683	1,706.99	905.78	533.59	8,642.37
ENERGIA_MX~H	13,683	1,310.93	552.84	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	13,683	189.86	120.01	-101.67	721.83
CONGESTION~H	13,683	206.20	534.62	-181.94	5,976.24
-> entidad = CHIAPAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	42,132	1,394.37	588.94	528.15	4,119.93
ENERGIA_MX~H	42,132	1,312.51	551.80	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	42,132	69.61	82.70	-309.66	820.83
CONGESTION~H	42,132	12.25	75.92	-181.94	1,537.68
-> entidad = CHIHUAHUA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	163,227	1,301.42	863.05	322.94	7,873.02
ENERGIA_MX~H	163,227	1,313.24	551.06	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	163,227	-32.83	180.78	-474.14	1,198.14
CONGESTION~H	163,227	21.01	411.86	-1,366.88	4,492.88

-> entidad = CIUDAD DE MEXICO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	38,449	1,356.55	570.50	532.62	3,925.08
ENERGIA_MX~H	38,449	1,314.11	551.80	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	38,449	39.78	26.47	-39.09	152.51
CONGESTION~H	38,449	2.66	46.55	-166.22	521.74
-> entidad = COAHUILA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	86,476	1,298.76	647.51	368.52	7,447.89
ENERGIA_MX~H	86,476	1,311.10	552.24	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	86,476	-9.66	89.62	-297.23	788.55
CONGESTION~H	86,476	-2.68	243.18	-1,170.68	3,662.73
-> entidad = COLIMA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	17,912	1,330.38	547.96	535.26	3,983.87
ENERGIA_MX~H	17,912	1,315.18	552.33	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	17,912	1.40	30.57	-153.05	263.18
CONGESTION~H	17,912	13.79	33.58	-145.20	225.65
-> entidad = DURANGO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	72,067	1,362.10	676.57	301.50	7,508.69
ENERGIA_MX~H	72,067	1,312.76	552.03	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	72,067	24.21	96.32	-214.39	1,063.14
CONGESTION~H	72,067	25.13	265.15	-1,475.76	3,545.54
-> entidad = GUANAJUATO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	103,227	1,348.00	563.83	513.24	4,048.28
ENERGIA_MX~H	103,227	1,324.03	554.27	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	103,227	20.24	32.53	-133.52	278.59
CONGESTION~H	103,227	3.73	16.47	-132.33	195.51
-> entidad = GUERRERO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	49,960	1,392.99	591.20	529.72	4,556.05
ENERGIA_MX~H	49,960	1,306.63	550.83	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	49,960	78.76	72.84	-196.01	1,011.01
CONGESTION~H	49,960	7.59	49.56	-157.23	603.90

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 25: Descriptivos por entidad federativa. (Cont)

->entidad = HIDALGO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	24,516	1,339.13	560.63	517.25	4,103.66
ENERGIA_MX~H	24,516	1,316.11	551.23	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	24,516	23.26	42.60	-203.46	315.60
CONGESTION~H	24,516	-0.24	38.90	-468.68	596.89
->entidad = JALISCO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	115,001	1,383.49	574.89	502.06	4,182.80
ENERGIA_MX~H	115,001	1,321.22	552.66	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	115,001	46.67	36.07	-154.52	567.13
CONGESTION~H	115,001	15.61	38.67	-227.55	682.55
->entidad = MEXICO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	101,497	1,347.76	568.68	531.14	3,977.15
ENERGIA_MX~H	101,497	1,308.70	550.70	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	101,497	36.40	27.51	-64.91	193.36
CONGESTION~H	101,497	2.66	44.43	-167.11	535.70
->entidad = MICHOACAN					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	72,671	1,371.40	568.74	477.83	4,222.15
ENERGIA_MX~H	72,671	1,333.69	554.11	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	72,671	30.30	49.23	-418.86	635.98
CONGESTION~H	72,671	7.41	26.84	-161.34	509.83
->entidad = MORELOS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	18,409	1,357.59	575.08	540.60	4,037.04
ENERGIA_MX~H	18,409	1,304.53	550.36	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	18,409	49.03	32.38	-11.19	233.81
CONGESTION~H	18,409	4.03	48.35	-163.91	513.36
->entidad = NAYARIT					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	17,132	1,395.96	594.76	546.85	4,353.55
ENERGIA_MX~H	17,132	1,308.45	551.76	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	17,132	54.62	56.90	-135.95	536.71
CONGESTION~H	17,132	32.89	76.75	-228.57	688.63

->entidad = NUEVO LEON					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	467,739	1,187.06	593.46	368.55	4,015.14
ENERGIA_MX~H	467,739	1,333.79	554.88	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	467,739	-48.60	72.67	-624.29	331.53
CONGESTION~H	467,739	-98.14	199.76	-1,295.93	1,751.99
->entidad = OAXACA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	48,019	1,382.32	597.44	501.39	4,690.41
ENERGIA_MX~H	48,019	1,305.75	550.23	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	48,019	68.72	88.13	-258.32	1,004.87
CONGESTION~H	48,019	7.84	58.37	-184.87	580.95
->entidad = PUEBLA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	58,527	1,344.12	569.21	509.50	4,125.64
ENERGIA_MX~H	58,527	1,306.10	550.64	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	58,527	35.19	44.91	-131.79	514.45
CONGESTION~H	58,527	2.83	52.60	-292.68	698.97
->entidad = QUERETARO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	77,734	1,313.13	547.56	528.10	3,899.90
ENERGIA_MX~H	77,734	1,310.21	552.18	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	77,734	1.75	19.76	-184.73	226.82
CONGESTION~H	77,734	1.17	16.82	-106.26	327.75
->entidad = QUINTANA ROO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	27,157	1,788.85	978.46	557.98	8,709.28
ENERGIA_MX~H	27,157	1,309.56	552.60	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	27,157	218.89	128.13	-33.80	797.18
CONGESTION~H	27,157	260.39	597.44	-181.94	5,978.60
->entidad = SAN LUIS POTOSI					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	62,815	1,308.90	550.51	506.39	4,343.09
ENERGIA_MX~H	62,815	1,313.41	551.99	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	62,815	-0.22	38.87	-145.74	716.13
CONGESTION~H	62,815	-4.29	39.41	-1,035.01	502.88

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 26: Descriptivos por entidad federativa. (Cont)

-> entidad = SINALOA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	43,644	1,388.80	683.46	97.89	4,743.39
ENERGIA_MX~H	43,644	1,310.38	552.07	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	43,644	66.74	112.94	-293.09	773.54
CONGESTION~H	43,644	11.68	303.12	-1,857.49	3,506.92
-> entidad = SONORA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	128,203	1,116.12	689.80	27.15	8,734.68
ENERGIA_MX~H	128,203	1,294.04	568.23	28.74	8,099.48
PERDIDAS_M~H	128,203	-25.65	169.73	-562.28	955.57
CONGESTION~H	128,203	-152.26	427.21	-2,604.30	2,719.04
-> entidad = TABASCO					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	33,688	1,416.91	608.93	528.15	3,941.29
ENERGIA_MX~H	33,688	1,311.07	551.41	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	33,688	75.44	76.54	-224.54	480.82
CONGESTION~H	33,688	30.40	122.48	-181.99	1,537.68
-> entidad = TAMAULIPAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	127,811	1,189.81	544.94	351.83	3,934.88
ENERGIA_MX~H	127,811	1,333.91	555.29	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	127,811	-83.23	64.40	-624.23	266.69
CONGESTION~H	127,811	-60.88	150.11	-1,295.93	1,767.65
-> entidad = TLAXCALA					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	44,682	1,337.82	565.98	526.78	3,883.67
ENERGIA_MX~H	44,682	1,305.99	551.12	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	44,682	28.82	26.67	-51.33	157.39
CONGESTION~H	44,682	3.01	52.66	-208.55	596.89
-> entidad = VERACRUZ					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	145,799	1,330.78	563.97	499.07	4,115.34
ENERGIA_MX~H	145,799	1,307.39	550.74	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	145,799	19.91	53.17	-200.57	345.16
CONGESTION~H	145,799	3.48	66.51	-783.03	2,156.78

-> entidad = YUCATAN					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	28,142	1,731.98	936.58	522.57	8,690.81
ENERGIA_MX~H	28,142	1,310.18	553.07	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	28,142	196.12	125.98	-89.70	727.13
CONGESTION~H	28,142	225.68	560.33	-181.94	6,074.04
-> entidad = ZACATECAS					
Variable	Obs	Mean	Std. Dev	Min	Max
PML_MXN_MWH	33,332	1,412.73	610.34	371.94	5,254.95
ENERGIA_MX~H	33,332	1,319.26	552.11	531.06	3,803.49
PERDIDAS_M~H	33,332	80.06	80.07	-199.84	1,064.64
CONGESTION~H	33,332	13.41	96.48	-1,463.41	1,662.89

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Apéndice G. Tablas de Resultados

A continuación, se muestran los resultados para las regresiones indicadas en la sección 8.

Regresión propuesta a nivel nacional y para cada entidad federativa

a) Modelo

$$\Delta \log PML = \alpha + \beta_1 \Delta \log P_{gas_ti} + \beta_2 L_1 \Delta \log P_{gas_ti} + \beta_3 \Delta \log P_{oil_ti} + \beta_4 L_1 \Delta \log P_{oil_ti} + \Delta u_{it}$$

Variables de la regresión

Tabla 27: Variables para regresiones.

Variable	Descripción
IPML	logaritmo de Precio Marginal Local (PML) en MXN/KWh
IEnergia	logaritmo de Precio de Energía en MXN/KWh
ICong	logaritmo de Precio de Congestión en MXN/KWh
IHH	logaritmo de Precio de gas natural Henry Hub en USD/MMBtu
loil	logaritmo de Precio de mezcla mexicana de crudo en USD/bbl
dlogPML	Primera diferencia del log de precio PML ($\Delta \log PML$)
dIHH	Primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub (ΔIHH)
dloil	Primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($\Delta loil$)
L1_dlogPML	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio PML ($L_1 \Delta \log PML$)
L1_dIHH	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de GN Henry Hub ($L_1 \Delta IHH$)
L1_dloil	Rezago 1 de primera diferencia del log de precio de mezcla de crudo mexicana ($L_1 \Delta loil$)

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Resultados Modelo

Tabla 28: Resultados Modelo para regresión nacional

	Nivel nacional
	est1
VARIABLES	dIPML
dlHH	0.24599*** (1.76260e-02)
L1_dlHH	0.29740*** (1.22935e-02)
dloil	0.31984*** (1.65473e-02)
L1_dloil	-0.00839*** (3.28335e-04)
Constant	0.03238*** (1.24369e-03)
Observations	2,074,901
R-squared	0.008
df_m	4
df_r	31
F	952.3
r2	0.00776
rmse	0.278
mss	1254
rss	160239
r2_a	0.00776
ll	-287246
ll_0	-295332
rank	5
N_clust	32
Robust standard errors in parentheses	
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 29: Resultados Modelo por entidad.

Abrev	AGS	BC	BCS	CAMP	CHIS	CHIH	CDMX	COAH
Entidad	AGUASCALIENTES	BAJA CALIFORNIA	B CALIFORNIA SUR	CAMPECHE	CHIAPAS	CHIHUAHUA	CD MEX	COAHUILA
Cve_ent	1	2	3	4	7	8	9	5
	est1	est2	est3	est4	est5	est6	est7	est8
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.29337*** (2.84684e-02)	-0.08202*** (1.98392e-02)	0.10092*** (1.71244e-02)	0.27426*** (4.22385e-02)	0.28970*** (2.29724e-02)	0.15220*** (1.93127e-02)	0.27840*** (2.41252e-02)	0.22239*** (2.49165e-02)
L1_dIHH	0.31233*** (2.70706e-02)	0.50925*** (1.56766e-02)	0.14341*** (1.73118e-02)	0.13296*** (3.62296e-02)	0.24533*** (2.20497e-02)	0.38911*** (1.80856e-02)	0.28451*** (2.36271e-02)	0.32346*** (2.34001e-02)
dloil	0.34454*** (3.85582e-02)	-0.00726 (1.23475e-02)	0.01208 (1.54344e-02)	0.28019*** (5.54202e-02)	0.33899*** (3.04732e-02)	0.38320*** (3.28530e-02)	0.36781*** (3.26987e-02)	0.31688*** (3.63248e-02)
L1_dloil	-0.00778 (4.97819e-03)	-0.00736* (4.28085e-03)	-0.00345 (4.74824e-03)	-0.01196 (7.90038e-03)	-0.00766** (3.88211e-03)	-0.01064*** (4.08370e-03)	-0.00745* (4.17276e-03)	-0.00866* (4.57636e-03)
Constant	0.03001 (1.88454e-02)	0.02663* (1.57531e-02)	0.01354 (1.88242e-02)	0.04737 (3.01416e-02)	0.03006** (1.47543e-02)	0.04030*** (1.54224e-02)	0.02898* (1.58171e-02)	0.03275* (1.73616e-02)
Observations	43,223	78,162	28,007	20,444	63,083	97,279	57,651	61,523
R-squared	0.010	0.005	0.003	0.005	0.009	0.007	0.010	0.007
df_m	4	4	4	4	4	4	4	4
df_r	43218	78157	28002	20439	63078	97274	57646	61518
F	82.86	292.3	27.70	23.67	109.2	171.9	106.2	92.70
r2	0.00951	0.00509	0.00341	0.00538	0.00905	0.00747	0.00987	0.00688
rmse	0.274	0.294	0.137	0.283	0.263	0.319	0.269	0.295
mss	31.21	34.46	1.805	8.877	39.96	74.31	41.42	37.18
rss	3250	6736	527.8	1640	4377	9870	4157	5370
r2_a	0.00942	0.00504	0.00327	0.00519	0.00898	0.00743	0.00980	0.00681
ll	-5407	-15109	15876	-3221	-5358	-26741	-6001	-12284
ll_0	-5613	-15308	15828	-3277	-5645	-27106	-6287	-12496
rank	5	5	5	5	5	5	5	5
Robust standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1							

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 30: Resultados Modelo por entidad Cont.

Abrev	COL	DGO	GTO	GRO	HGO	JAL	EDOMEX	MICH
Entidad	COLIMA	DURANGO	GUANAJUATO	GUERRERO	HIDALGO	JALISCO	MEXICO	MICHOACAN
Cve_ent	6	10	11	12	13	14	15	16
	est9	est10	est11	est12	est13	est14	est15	est16
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.28866*** (3.51876e-02)	0.23602*** (3.99963e-02)	0.29582*** (1.57874e-02)	0.28030*** (2.12798e-02)	0.26692*** (3.01634e-02)	0.28583*** (1.40204e-02)	0.27702*** (1.49037e-02)	0.28083*** (1.72833e-02)
L1_dIHH	0.30290*** (3.37385e-02)	0.33917*** (3.65831e-02)	0.31745*** (1.53722e-02)	0.28030*** (2.08272e-02)	0.28658*** (2.93926e-02)	0.30965*** (1.35342e-02)	0.28748*** (1.45955e-02)	0.30892*** (1.70478e-02)
dloil	0.34268*** (4.70804e-02)	0.41508*** (6.42541e-02)	0.37922*** (2.17342e-02)	0.33353*** (2.81344e-02)	0.37963*** (4.08269e-02)	0.36110*** (1.89203e-02)	0.34986*** (1.98406e-02)	0.41097*** (2.42617e-02)
L1_dloil	-0.00709 (6.20703e-03)	-0.01259* (7.60000e-03)	-0.00771*** (2.83429e-03)	-0.00701* (3.65670e-03)	-0.00799 (5.29900e-03)	-0.00779*** (2.51677e-03)	-0.00751*** (2.58365e-03)	-0.00805** (3.17725e-03)
Constant	0.02736 (2.35376e-02)	0.04782* (2.86664e-02)	0.02983*** (1.07631e-02)	0.02738** (1.38317e-02)	0.03113 (2.01036e-02)	0.03012*** (9.56121e-03)	0.02919*** (9.77713e-03)	0.03131*** (1.21096e-02)
Observations	26,774	24,223	135,866	74,810	36,723	171,900	152,178	108,690
R-squared	0.010	0.009	0.011	0.009	0.010	0.010	0.009	0.011
df_m	4	4	4	4	4	4	4	4
df_r	26769	24218	135861	74805	36718	171895	152173	108685
F	52.09	43.03	279.9	130.1	68.85	339.0	273.2	231.3
r2	0.00960	0.00926	0.0105	0.00901	0.0100	0.00981	0.00937	0.0111
rmse	0.269	0.303	0.275	0.267	0.269	0.274	0.269	0.273
mss	18.77	20.79	109.4	48.40	26.84	127.6	103.8	90.96
rss	1935	2225	10264	5324	2653	12885	10971	8075
r2_a	0.00946	0.00909	0.0105	0.00896	0.00991	0.00978	0.00935	0.0111
ll	-2821	-5455	-17312	-7298	-3859	-21235	-15832	-12939
ll_0	-2950	-5568	-18032	-7637	-4044	-22082	-16549	-13548
rank	5	5	5	5	5	5	5	5
Robust standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1							

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 31: Resultados Modelo por entidad Cont.

Abrev	MOR	NAY	NL	OAX	PUE	QRO	Q_ROO	SLP
Entidad	MORELOS	NAYARIT	NUEVO LEON	OAXACA	PUEBLA	QUERETARO	QUINTANA ROO	SAN LUIS POTOSI
Cve_ent	17	18	19	20	21	22	23	24
	est17	est18	est19	est20	est21	est22	est23	est24
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.27743*** (3.51091e-02)	0.29476*** (3.71355e-02)	0.27425*** (3.88858e-02)	0.29729*** (2.21286e-02)	0.27818*** (1.98770e-02)	0.30628*** (3.33165e-02)	0.25825*** (3.18041e-02)	0.28127*** (1.93181e-02)
L1_dIHH	0.28116*** (3.42520e-02)	0.30323*** (3.54422e-02)	0.27788*** (3.72948e-02)	0.26240*** (2.16155e-02)	0.28367*** (1.92702e-02)	0.31357*** (3.21124e-02)	0.16288*** (2.60355e-02)	0.29076*** (1.83747e-02)
dloil	0.33656*** (4.63414e-02)	0.27962*** (4.55269e-02)	0.28943*** (5.47396e-02)	0.34148*** (2.92362e-02)	0.33803*** (2.63759e-02)	0.32677*** (4.33205e-02)	0.21141*** (3.63165e-02)	0.34847*** (2.65384e-02)
L1_dloil	-0.00752 (6.04495e-03)	-0.00755 (6.47298e-03)	-0.00829 (6.93241e-03)	-0.00771** (3.72768e-03)	-0.00749** (3.37793e-03)	-0.00735 (5.79322e-03)	-0.01212** (6.03175e-03)	-0.00752** (3.37284e-03)
Constant	0.02933 (2.28597e-02)	0.02904 (2.45054e-02)	0.03163 (2.64313e-02)	0.03019** (1.41318e-02)	0.02923** (1.27860e-02)	0.02831 (2.18919e-02)	0.04799** (2.30391e-02)	0.02904** (1.27872e-02)
Observations	27,560	25,608	26,225	71,880	87,626	31,422	40,573	91,771
R-squared	0.009	0.008	0.007	0.009	0.009	0.010	0.004	0.009
df_m	4	4	4	4	4	4	4	4
df_r	27555	25603	26220	71875	87621	31417	40568	91766
F	47.89	44.63	36.93	124.9	152.1	60.40	39.30	167.7
r2	0.00898	0.00789	0.00658	0.00908	0.00907	0.00960	0.00387	0.00929
rmse	0.268	0.273	0.291	0.270	0.268	0.271	0.292	0.271
mss	17.95	15.20	14.66	48.02	57.63	22.32	13.45	63.41
rss	1980	1912	2214	5239	6296	2303	3467	6761
r2_a	0.00884	0.00773	0.00643	0.00903	0.00903	0.00947	0.00377	0.00925
ll	-2819	-3113	-4797	-7870	-8966	-3530	-7669	-10540
ll_0	-2944	-3214	-4883	-8198	-9366	-3682	-7748	-10968
rank	5	5	5	5	5	5	5	5
Robust standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1							

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

Tabla 32: Resultados Modelo por entidad Cont.

Abrev	SIN	SON	TAB	TAMPS	TLAX	VER	YUC	ZAC
Entidad	SINALOA	SONORA	TABASCO	TAMAULIPAS	TLAXCALA	VERACRUZ	YUCATAN	ZACATECAS
Cve_ent	25	26	27	28	29	30	31	32
	est25	est26	est27	est28	est29	est30	est31	est32
VARIABLES	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML	dIPML
dIHH	0.20043*** (2.69576e-02)	0.05666*** (2.08345e-02)	0.30055*** (2.55993e-02)	0.25163*** (2.75751e-02)	0.28479*** (7.34852e-02)	0.28737*** (1.57001e-02)	0.28818*** (3.03042e-02)	0.26859*** (2.64081e-02)
L1_dIHH	0.37900*** (2.17723e-02)	0.35050*** (1.68980e-02)	0.15763*** (2.12001e-02)	0.24128*** (2.68039e-02)	0.28834*** (6.97794e-02)	0.26076*** (1.55575e-02)	0.14379*** (2.53548e-02)	0.32138*** (2.52433e-02)
dloil	0.22817*** (2.82629e-02)	0.27708*** (3.04435e-02)	0.28668*** (3.24943e-02)	0.31960*** (4.01628e-02)	0.28425*** (9.05387e-02)	0.31446*** (2.12805e-02)	0.24827*** (3.76794e-02)	0.41134*** (3.89418e-02)
L1_dloil	-0.01469*** (4.52702e-03)	-0.00962** (4.12663e-03)	-0.00844* (4.31113e-03)	-0.00917* (5.18343e-03)	-0.00756 (1.20487e-02)	-0.00703** (2.78898e-03)	-0.01284** (5.72218e-03)	-0.00884* (4.85727e-03)
Constant	0.05596*** (1.71099e-02)	0.03617** (1.55102e-02)	0.03322** (1.64052e-02)	0.03542* (1.97929e-02)	0.02937 (4.53733e-02)	0.02752*** (1.05564e-02)	0.05084** (2.18770e-02)	0.03412* (1.84312e-02)
Observations	65,205	90,551	50,437	49,009	6,766	137,879	42,036	49,817
R-squared	0.006	0.005	0.007	0.007	0.008	0.008	0.005	0.010
df_m	4	4	4	4	4	4	4	4
df_r	65200	90546	50432	49004	6761	137874	42031	49812
F	108.8	144.3	74.02	65.91	10.90	225.0	48.02	99.90
r2	0.00587	0.00492	0.00701	0.00650	0.00805	0.00813	0.00496	0.0105
rmse	0.300	0.304	0.260	0.290	0.266	0.270	0.285	0.283
mss	34.64	41.40	24.09	26.90	3.872	82.69	17.00	42.23
rss	5865	8378	3411	4111	477.2	10084	3413	3980
r2_a	0.00581	0.00487	0.00693	0.00642	0.00746	0.00811	0.00486	0.0104
ll	-13999	-20716	-3634	-8810	-629.4	-15335	-6875	-7741
ll_0	-14191	-20940	-3812	-8970	-656.8	-15898	-6979	-8004
rank	5	5	5	5	5	5	5	5
Robust standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1							

12. Referencias bibliográficas

- Alcaraz, Carlo (Banco de México), Villalvazo Martín, S. (Banco de M. (2016). *The Effect of Natural Gas Shortages on the Mexican Economy* (No. 2016–10). Ciudad de México. Retrieved from <http://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-prensa/documentos-de-investigacion-del-banco-de-mexico/%7B801564EE-F4EC-05B7-2263-6F72B3C4B7C0%7D.pdf>
- Alexopoulos, T. A. (2017). The growing importance of natural gas as a predictor for retail electricity prices in US. *Energy*, 137, 219–233. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.002>
- Brown, S. P. A., & Yücel, M. K. (2008). *What Drives Natural Gas Prices? Source: The Energy Journal* (Vol. 29). Retrieved from <https://www.jstor.org/stable/pdf/41323156.pdf?refreqid=excelsior%3Af0a9d667522e164e4abd35182b3700cc>
- Centro de Control Nacional de Energía. (2016). Catálogo de NodosP. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía. (n.d.). CENACE Quiénes Somos. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/cenace/quienessomos.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía. (2016a). Energía Generada por tipo de Tecnología. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/EnergiaGenLiqAgregada.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía. (2016b). Precios Marginales Locales. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía. (2018). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista*. Cd. México, México. Retrieved from <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2018 - 2032.pdf>
- Centro Nacional de Control de Gas Natural. (2016). Descripción General Sistema Nacional Gasoductos | Centro Nacional de Control del Gas Natural | Gobierno | gob.mx. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general>
- Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2017). Descripción General Sistema Nacional de Gasoductos. Retrieved April 4, 2019, from <https://qcloudprd.qbsol.com/CMXIPWSSP/?tspno=3>
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (n.d.). IICNIH Mapa Hidrocarburos. Retrieved March 29, 2019, from <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- Comisión Reguladora de Energía. (n.d.). *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos*. Ciudad de México. Retrieved from <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
- Comisión Reguladora de Energía. (2018). La CRE aprueba una nueva división de zonas tarifarias aplicables al SISTRANGAS. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.gob.mx/cre/prensa/la-cre-aprueba-una-nueva-division-de-zonas-tarifarias-aplicables-al-sistrangas?idiom=es>
- Datos gob.mx. (n.d.). Sistema Integral sobre Economía Minera (SINEM). Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME. Retrieved March 29, 2019, from http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti_brent_mme.html#
- Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, S. de E. (2017). *Prontuario estadístico diciembre 2017*. Ciudad de México. Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/283131/531.DGGNP.003.17.TVA.4.PP.32_Prontuario_d_e_gas_natural_Reporte_diciembre_2017.pdf
- Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, S. de E. (2018). *Prontuario estadístico diciembre 2018*. Ciudad de México. Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/437335/Prontuario_diciembre_2018.pdf
- Emery, G. W., & Liu, Q. (Wilson). (2002). An analysis of the relationship between electricity and natural-gas futures prices. *Journal of Futures Markets*, 22(2), 95. <https://doi.org/10.1002/fut.2209>
- Furió, D., & Chuliá, H. (2012). Price and volatility dynamics between electricity and fuel costs: Some evidence for Spain. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.02.014>
- Furió, D., & Población, J. (2018). International Journal of Energy Economics and Policy Electricity and Natural Gas Prices Sharing the Long-term Trend: Some Evidence from the Spanish Market #1. *International Journal of Energy Economics and Policy* |, 8(5), 173–180. Retrieved from <http://www.econjournals.com>
- Google Developers. (n.d.). Get API Key | Geocoding API. Retrieved March 31, 2019, from

Estimación de la elasticidad precio de la electricidad respecto al precio de los insumos de generación: gas natural y petróleo

- <https://developers.google.com/maps/documentation/geocoding/get-api-key#key-restrictions>
- Instituto Nacional de Acceso a la Información. (n.d.). Inicio - Plataforma Nacional de Transparencia. Retrieved March 30, 2019, from <https://www.plataformadetransparencia.org.mx/web/guest/inicio>
- Lajous, A. (2018). Gas natural: un problema de seguridad energética | Nexos. Retrieved March 4, 2019, from <https://www.nexos.com.mx/?p=39327>
- LLano, M., & Flores, C. (2017). Ductos: ¿Por Dónde Circulan los Hidrocarburos en México? *CartoCrítica, Investigación, Mapas y Datos Para La Sociedad Civil / Fundación Heinrich Böll*, ([mapa]. Escala 1:3,500,000.), 3. Retrieved from http://www.cartocritica.org.mx/wp-content/uploads/2017/07/CartoCrítica_HBS_MapaDuctos_ALTA.pdf
- manuel@cartocritica.org. (2019). CartoCrítica - Investigación, mapas y datos para la sociedad civil. Retrieved April 12, 2019, from <http://cartocritica.org.mx/>
- Martínez, I. M. Z., Soria, E. G., Martínez, J. H., & Rebollar, S. R. (2015). Análisis económico del consumo de gas natural para generación de energía eléctrica en México: 2005-2014. *Pistas Educativas*, 115, 167–180. Retrieved from <http://www.itcelaya.edu.mx/ojs/index.php/pistas/article/view/250/243>
- Mjelde, J. W., & Bessler, D. A. (2009). Market integration among electricity markets and their major fuel source markets. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.02.002>
- Mohammadi, H. (2009). Electricity prices and fuel costs: Long-run relations and short-run dynamics. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.02.001>
- Nakajima, T., & Hamori, S. (2013). Testing causal relationships between wholesale electricity prices and primary energy prices. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.033>
- Ochoa Reza, E. (2015). *La reforma al sector eléctrico* (1a Ed.). NOSTRA Ediciones. Retrieved from <https://latam.casadellibro.com/ebook-la-reforma-al-sector-electrico-ebook/9786078469024/3026361>
- Oil Business México. (n.d.). Histórico de Precios de petróleo de la Mezcla Mexicana de Exportación MME. Retrieved March 29, 2019, from <http://www.oilbmex.mx/oilbmex-precio-mme.php?pagenum=19>
- Ortega Lomelin, R. (2016). *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917*. (P. Galeana, Ed.) (1a Ed.). Cd. México, México: Secretaría de Energía, Secretaría de Cultura, Intituto Nacional de Estudios Históricos de las Revoluciones de México de la Secretaría de Cultura.
- Papaioannou, G. P., Dikaiakos, C., Stratigakos, A., Dramountanis, A., & Alexandridis, A. T. (2018). International Journal of Energy Economics and Policy Using a Rolling Vector Error Correction Model to Model Static and Dynamic Causal Relations between Electricity Spot Price and Related Fundamental Factors: The Case of Greek Electricity Market. *International Journal of Energy Economics and Policy* |, 8(1), 38–54. Retrieved from <http://www.econjournals.com>
- Secretaria de Energía. (n.d.). SENER | Sistema de Información Energética. Retrieved March 30, 2019, from <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- Secretaria de Energía. (2016). *Tercera Revisión Anual Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019*. Ciudad de México. Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311763/531.DGGNP.209.18.INF.1.OT.12_Tercera_Revisi_n_PQ_2015-2019.pdf
- Secretaría de Energía. (2018). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Base de datos de generación para PIIRCE. Retrieved March 29, 2019, from <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
- Secretaria de Gobernación. (2015). DOF - Diario Oficial de la Federación. Retrieved April 11, 2019, from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015
- SENER. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. Retrieved from <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- U.S. Energy Information Administration. (n.d.). Henry Hub Natural Gas Spot Price (Dollars per Million Btu). Retrieved March 30, 2019, from <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdD.htm>
- Unión, C. de D. del H. C. de la. (2012). *Ley General de Cambio Climático*. Cd. México, México. Retrieved from http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf
- Woo, C.-K., Horowitz, I., Olson, A., Debenedictis, A., Miller, D., & Moore, J. (2011). Cross-Hedging and Forward-Contract Pricing of Electricity in the Pacific Northwest. *Source: Managerial and Decision Economics*, 32(4), 265–279. <https://doi.org/10.1002/mde.1533>
- Wooldridge, J. M. (2010). *Introducción a la econometría. Un enfoque moderno, 4a. edición. Journal of Chemical Information and Modeling* (4a. Ed., Vol. 53). CENGAGE Learning. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>