

**Incentivos a las energías renovables: una
alternativa de ahorro para el Presupuesto del
Gobierno Federal**



**Elaborado para el Centro de Estudios de las Finanzas
Públicas de la Cámara de Diputados**

Centro de Estudios de las Finanzas Públicas



Ciudad de México

Mayo de 2017

Índice

Introducción	Pag 3
A. Análisis del marco jurídico.....	Pag 8
B. Diagnóstico de las disposiciones generadas por el subsidio a las tarifas eléctricas	Pag 18
C. Experiencias internacionales con la promoción de energías renovables y la disminución de subsidios a la electricidad	Pag 34
D. Evaluación financiera y presupuestal de una política de subsidios a las energías renovables.....	Pag 50
E. Conclusiones y recomendaciones para impulsar tecnologías de energías renovables.....	Pag 61
Bibliografía.....	Pag 65

Incentivos a las energías renovables: una alternativa de ahorro para el Presupuesto del Gobierno Federal

Introducción

La liberalización del precio de los energéticos en México ha tomado dos caminos divergentes: mientras que los precios de la gasolina, diésel, gas natural y gas Licuado de Petróleo reflejan cada vez más las realidades del mercado, el precio de la energía eléctrica todavía se encuentra lejos de trasladar el verdadero costo de proveer el servicio de electricidad a los consumidores.

Esto se origina a través de una política tarifaria para el suministro básico¹ que establece precios de la electricidad por debajo de sus costos de producción. Previo a la Reforma Energética de 2013, la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LSPEE) facultaba a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para determinar las tarifas eléctricas. No obstante, esta Ley no obligaba a la SHCP a determinar las tarifas bajo criterios de eficiencia que tomaran en cuenta los costos de producción del servicio. Ello ocasionó que, por más de 10 años, se estableciera un subsidio definido por la omisión de ingresos provocada por precios por kilowatt-hora (kwh) menores a sus costos de producción. La presente administración federal reportó, en su Cuarto Informe de Gobierno, que durante los años entre 2003 y 2014 los precios de la electricidad representaron entre 69 y 79 por ciento de los costos de producción².

Por una parte, esta situación coloca a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) bajo importantes presiones financieras para continuar con su operación. Los precios bajos de la electricidad interponen un incentivo a incrementar el consumo de electricidad, al mismo tiempo que impiden la adopción de tecnología eficiente en el uso de energía eléctrica. De manera que una política tarifaria que mantiene los precios artificialmente bajos

¹ El suministro eléctrico que se provee bajo regulación tarifaria.

² Concentra costos de operación de la Comisión Federal de electricidad y la ya extinta Luz y Fuerza del Centro.

provoca que la CFE no logre generar el ingreso requerido para cubrir sus costos de operación, mantenimiento y mucho menos los gastos de inversión necesarios para hacer frente a la demanda de energía eléctrica (la cual, se prevé registrará un crecimiento de 3.2 por ciento anual durante para los próximos 10 años³).

Por otra parte, esta política tarifaria, así determinada, representa importantes costos de oportunidad en términos de políticas públicas y acciones de gobierno. En años 2008, el cociente precio-costos de la electricidad en México arrojó un monto de costos no cubiertos por tarifas eléctricas de 147 mil 555 millones de pesos, lo que equivale al 1.3 por ciento del Producto Interno Bruto (PIB). Esto significó más del 20 por ciento del Presupuesto Federal asignado para ese mismo año y más de 3 veces lo presupuestado para el programa Oportunidades en 2009 (ahora Progresá). Aun cuando el déficit en el balance eléctrico disminuyó para años posteriores, los costos no cubiertos por las tarifas eléctricas nunca estuvieron por debajo del 0.8 por ciento del PIB.

Si bien, la relación precio-costos nos ayuda a bosquejar el tamaño del problema financiero que esta política conlleva, es necesario recalcar que esta es una aproximación que subestima el monto de costos no cubiertos por las tarifas eléctricas. Por un lado, es necesario observar que tanto los costos como la composición del sistema tarifario diseñado por la SHCP, se diferencia por una multiplicidad de variables: región geográfica, temperatura, sector de la demanda (si es doméstico, de servicios públicos, comercial o industrial), nivel de tensión eléctrica requerida, etc. De manera que, al tomarse el cociente entre precios promedio y costos totales de operación (reportado por la CFE), se deja de lado esta dispersión de costos generado por las múltiples variables que determinan dichos costos. Por otro lado, este cociente no toma en cuenta aquellas pérdidas por ingresos por concepto de aprovechamientos⁴ que gobierno federal deja de recibir por parte de CFE.

³ Secretaría de Energía, 2015 de la Secretaría de Energía.

⁴ De conformidad con lo establecido en el Código Fiscal de la Federación, en su artículo 3º son aprovechamientos los ingresos que percibe el Estado por funciones de derecho público distintos de las contribuciones, de los ingresos derivados de financiamientos y de

En respuesta a esta coyuntura, la Reforma Energética propuso diversas modificaciones a la regulación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para lograr una operación eficiente en el mercado de electricidad. En términos de identificar con precisión el subsidio eléctrico (definido como costos no cubiertos por tarifas eléctricas establecidas), el cambio más importante fue la adopción de un nuevo modelo en el SEN que diferencia e identifica la contabilidad de los costos de producción de acuerdo con cada una de sus etapas: Generación, Transmisión, Distribución y Suministro (o Comercialización)⁵. En la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se faculta a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para definir los costos eficientes que cada una de estas etapas agrega a la producción de electricidad. Con este marco de costos de referencia, ahora es posible calcular lo que en realidad cuesta un kwh para cada sector de la demanda.

Especialmente en términos de generación eléctrica, la Reforma abre la puerta a que se genere una reducción de costos a través de aprovechamiento fuentes de energía renovable⁶. Esto con base en los reportes de organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía, los cuales demuestran que la Tasa Interna de Retorno (TIR)⁷ de algunas de estas tecnologías pueden ser de tal magnitud que promover su uso podría reducir el gasto gubernamental en subsidio a las tarifas eléctricas⁸. Esto, aunado

los que obtengan los organismos descentralizados y las empresas productivas del Estado.

⁵ Se mantiene la prohibición expresa de otorgar concesiones en estas actividades, sin embargo, se permite que el Estado celebre contratos con particulares para que, por cuenta de la Nación, lleven a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica

⁶ La LIE define a las fuentes de energías renovables como aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes.

⁷ Tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos (los flujos de caja negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos positivos de efectivo) de la inversión.

⁸ World Energy Investment Outlook 2014.

a los beneficios redistributivos y ambientales que podrían generarse al eliminarse el actual subsidio.

Con esto como base, el presente estudio se propone, como primer objetivo, realizar una estimación presupuestal del subsidio las tarifas eléctricas en el año 2016 y 2017, dentro de los diferentes sectores que integran la demanda de electricidad de suministro básico. Un segundo objetivo es puntualizar las implicaciones económicas de dicha política tarifaria para, posteriormente, identificar los posibles escenarios presupuestales generados por la implementación de diferentes esquemas de inversión—ya sea pública y/o privada—para el desarrollo de energías renovables que resulten en una mejora presupuestaria. En general, lo que se busca es identificar aquellas políticas públicas que promuevan la inversión de fuentes de energía renovable y, al mismo tiempo, generen una reducción en el subsidio a las tarifas eléctricas.

Para abordar dichos objetivos, esta investigación se desarrolla de la siguiente manera. En el siguiente apartado se presentan los elementos más relevantes dentro de la regulación para la determinación de las tarifas al consumo, la estructura de costos de generación y distribución de energía eléctrica, así como los instrumentos legales existentes en México para la promoción e incorporación de energías renovables a la oferta de generación eléctrica. La identificación de la estructura normativa ayudará que elaborar en la sección subsecuente una estimación del subsidio a las tarifas eléctricas bajo tarifas de eficiencia para identificar con mayor precisión el tamaño del subsidio eléctrico, así como sus características redistributivas y los incentivos que ésta genera en los consumidores finales. Posteriormente, se presentan experiencias de países como Brasil, Turquía y Uganda en la implementación de políticas para reducción de subsidios a los precios de la electricidad. A esto se agregan las experiencias de India y Bangladesh implementando políticas de promoción de energías renovables como alternativa a los altos costos de proveer servicios de electrificación. Con esto como base, en la tercera sección de este documento, se realiza una evaluación financiera y presupuestal de una política de incentivos a las energías renovables con el objetivo de reducir el subsidio eléctrico. Particularmente se concentra la propuesta que aquí se presenta se concentra, dados sus costos y beneficios, en la promoción de energía solar fotovoltaica. En la

sección final, se mencionan las principales conclusiones respecto a las estimaciones de los costos eficientes de la energía eléctrica en México y las alternativas que brinda la tecnología de generación eléctrica con fuentes de energía renovable para reducir el subsidio a las tarifas eléctricas.

A. Análisis del marco jurídico

Para el objeto de nuestro estudio, la normatividad que rige la operación de la industria se expresa en la Ley de la Industria Eléctrica promulgada el 11 de agosto de 2014. Esta Ley tiene como finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

En materia de asignación tarifas y costos de operación de SEN la LIE designa a la CRE como responsable de establecer dichas tarifas. De modo que las especificaciones en materia tarifaria se expiden mediante acuerdos emitidos por este órgano regulador. En este orden de ideas, procedemos a separar aquellos elementos dentro de la LIE que formalizan el proceso de asignación de tarifas en los diferentes procesos de producción de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad. Al mismo tiempo, se presentan también los acuerdos en los cuales se establecen las tarifas eficientes para para cada una de estas etapas.

1. Marco jurídico para los costos de generación

Dentro del nuevo marco regulatorio, la actividad de generación de energía eléctrica se desarrollará en libre competencia. Para que los generadores se conecten al SEN deberán de contar con contratos de interconexión y operar sus centrales cumpliendo las instrucciones del Centro nacional de Control de Eléctrico (CENACE)⁹.

⁹ Este Centro determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los transportistas y distribuidores y podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que presten servicios auxiliares a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

La LIE en su Artículo 18 del Capítulo II establece que los Generadores que representen Centrales Eléctricas¹⁰ interconectadas al SEN deberán celebrar los contratos de interconexión respectivos, emitidos por la CRE; operar sus Centrales Eléctricas cumpliendo las instrucciones del CENACE; sujetar el mantenimiento de sus Centrales Eléctricas a la coordinación y a las instrucciones del CENACE, y Notificar al CENACE los retiros programados de sus Centrales Eléctricas. Así establecido, actualmente, los costos de generación para el suministro básico se expresan mediante los contratos que se suscriben a través de CFE y CENACE.

1.1 Marco regulatorio CENACE

- El artículo 12, fracción IV, de la LIE, faculta a la CRE para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del CENACE.
- El artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expida, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE.
- El artículo 140, fracción V, de la LIE, señala que las metodologías y tarifas reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente.

En línea con estos artículos de la LIE la CRE emitió el Acuerdo por el que se expiden las Tarifas de Operación del Centro Nacional de Control de Energía para el año 2016 A/075/2015 (Comisión Reguladora de Energía, 2016a). Dicho Acuerdo establece en su párrafo Octavo que mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN, abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD).

¹⁰ Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados.

En este mismo Acuerdo, el CENACE propone establecer un cargo aplicable a generadores y otro a cargas en función de la energía inyectada a la red y la energía adquirida vía contratos.

Específicamente, las tarifas aprobadas por CENACE para el año 2016 son las siguientes:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / Mwh

Generadores	Cargas
2.4807	6.4824

2. Marco jurídico para los costos de transmisión y distribución de electricidad

La actividad de transmisión (y distribución) continuará siendo considerada como servicio público y por esto reservada al Estado. El Estado, a través de la SENER, los transportistas, o los distribuidores podrán formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para realizar, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de infraestructura. La adjudicación de dichos contratos y asociaciones se realizará a través de procesos competitivos de libre concurrencia. Este nuevo esquema de operación se rige por la siguiente normatividad:

- Artículo 41, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, establece que la CRE dispone de la facultad para regular el servicio público de Transmisión de Electricidad.
- El Artículo 2, segundo párrafo, de la LIE establece que el Estado es el titular de la prestación del servicio público de Transmisión de electricidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos establecidos por la LIE.
- Artículo 140, fracción II, de la LIE, igualmente señala como objetivos de la determinación de las tarifas reguladas de los servicios de transmisión eléctrica, que permitan obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la Comisión, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Bajo sus responsabilidades delimitadas por los ordenamientos anteriores, la CRE publicó el Acuerdo **A/045/2015** por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE por el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 De enero De 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Para efecto del cálculo de la tarifa correspondiente al servicio público de transmisión, la CRE analizó la información presentada por la CFE, tomando en consideración la información presentada en sus estados financieros auditados, los costos reportados por proceso, así como la pertinencia del modelo de asignación de costos y las proyecciones de demanda y energía de dicha empresa.

Derivado de este análisis y de acuerdo con la proyección de la demanda, el Acuerdo mencionado anteriormente determinó en su Considerando Décimo cuarto las siguientes tarifas de transmisión para el periodo 2016-2018:

Tarifas de transmisión de energía eléctrica (pesos/kWh)

Nivel de tensión	Generadores Generadores interconectados	Consumidores Servicios de suministro
menor o igual a 220 kV	0.0499	0.625
Mayor a 220 kV	0.0904	0.1424

- Los artículos 12, fracción IV, y 138 de la LIE establecen para la Comisión facultades para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la distribución de electricidad, incluidas las metodologías para determinarlas.
- artículo 140, fracción II, de la LIE, igualmente señala como objetivos de la determinación de las tarifas reguladas de los servicios de distribución eléctrica, que permitan obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de

acuerdo con el estándar determinado por la Comisión, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Las tarifas que cumplen con las anteriores disposiciones de la LIE se establecen en el Acuerdo por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE Por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018 A/074/2015.

En esta publicación, se detalla que para efecto del cálculo de la tarifa correspondiente al servicio público de distribución, la Comisión analizó la información presentada por la CFE, tomando en consideración sus estados financieros auditados, los costos reportados por proceso, la pertinencia del modelo de asignación de costos, las cantidades físicas de instalaciones asignadas al segmento de distribución, así como información sobre el mercado y pérdidas propias del segmento de distribución para el año base 2014.

En el considerando Cuadragésimo sexto de este Acuerdo se calculan las tarifas autorizadas por la prestación del servicio público de distribución para el año de 2016, las cuales se mencionan a continuación:

División	Tarifa DB1	Tarifa DB2	Tarifa PDBT	Tarifa GDBT	Tarifa GDMT
	Doméstic o Baja Tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstic o Baja Tensión mayor a 150 kWh- mes	Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes	Gran Demanda en Media Tensión
	\$/kWh- mes	\$/kWh- mes	\$/kWh-mes	\$/kW-mes	\$/kW-mes
Baja California	0.62	0.71	0.57	164.20	76.40
Baño	0.93	0.80	0.76	300.57	79.66
Centro Occidente	1.25	1.07	1.02	402.72	125.92
Centro Oriente	1.20	1.03	0.98	388.58	125.61
Centro Sur	1.36	1.16	1.10	437.77	185.47
Golfo Centro	0.91	0.74	0.92	308.94	102.15
Golfo Norte	0.68	0.55	0.68	228.03	48.18
Jalisco	1.36	1.17	1.11	439.99	133.04
Noroeste	0.75	0.59	0.64	177.12	75.55
Norte	1.18	1.04	1.11	299.87	63.78
Oriente	1.33	1.14	1.08	429.63	172.39
Peninsular	0.85	0.70	0.82	246.45	75.55
Sureste	1.21	1.04	0.99	391.60	125.83
Valle México Centro	0.69	0.59	0.56	222.72	55.70
Valle México Norte	0.91	0.78	0.74	294.97	81.66
Valle México Sur	0.87	0.75	0.71	281.83	63.21

Estas tarifas se corresponden con el cuadro tarifario vigente de la siguiente manera:

Cuadro Tarifario Vigente	Cuadro Tarifario simplificado
Tarifa 1	DB1/DB2
Tarifa 1A	DB1
Tarifa 1B	DB1
Tarifa 1C	DB1
Tarifa 1D	DB1
Tarifa 1E	DB1
Tarifa 1F	DB1
Tarifa 2	PDBT
Tarifa 5	GDBT
Tarifa 5A	PDBT
Tarifa 6	PDBT/GDBT
Tarifa 9	GDBT
Tarifa 9CU	GDBT/GDMT
Tarifa 9M	GDMT
Tarifa 9N	GDBT/GDMT
Tarifa HM	GDMT
Tarifa HMC	GDMT
Tarifa OM	GDMT

3. Marco jurídico para los costos de suministro de electricidad

Al igual que la actividad de generación, la comercialización de energía eléctrica se desarrollará en libre competencia. La LIE establece diversas figuras jurídicas, tal como los usuarios calificados¹¹, los usuarios de suministro básico y sus suministradores. Los suministradores de servicios básicos ofrecerán el suministro básico a tarifas reguladas a quien lo solicite, y cuyos centros de carga se encuentren ubicados en las zonas donde operen, siempre que esto sea técnicamente factible. Al respecto, la normatividad aplicable para esta etapa de producción es la siguiente:

¹¹ La calidad de usuario calificado se adquiere inscribiéndose en el registro a cargo de la CRE. El solicitante deberá acreditar que cumple los niveles requeridos de consumo o demanda fijados por la Secretaría de Energía (SENER). Inicialmente se establece un requisito de demanda de 3MW, el cual deberá bajar al menos a 2MW al final del primer año de vigencia de la LIE, y al menos a 1MW al final del segundo año de su vigencia

- El artículo 12 de la LIE, en materia de la prestación del Suministro Eléctrico, establece las siguientes facultades relevantes para la CRE:
 - Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán [...] la operación de los Suministradores de Servicios Básicos [...] así como las tarifas finales del Suministro Básico en términos de lo dispuesto en el artículo 138 y 139 de dicha Ley;
 - Expedir y aplicar las metodologías para determinar y ajustar las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y los precios máximos del Suministro de Último Recurso, y determinar las demás condiciones para dicho Suministro;
 - Establecer los lineamientos de contabilidad que se observarán en las actividades de Suministro Básico para fines de la regulación tarifaria.

En lo que concierne a estas tarifas de suministro, la CRE aún no ha emitido acuerdos que las determinen. Por lo que el artículo **Transitorio Sexto del Reglamento de la LIE** señala que las tarifas, medición, facturación, cobranza y demás conceptos relacionados con el suministro y venta de energía eléctrica (previos a la publicación de la LIE) seguirán vigentes hasta en tanto se expidan nuevas disposiciones.

Mientras que la CRE elabore las tarifas de suministro, estas tarifas se establecen de acuerdo al **Artículo único** del Acuerdo emitido el 30 de diciembre de 2015 donde se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico.

Al respecto, el 16 de enero del 2016 se emitió la Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico. En el numeral 16 de esta Resolución se establece que las tarifas aplicables al Usuario Final serán las emitidas por la CRE, sin perjuicio de los ajustes que pueda realizar la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

5. Marco normativo para el desarrollo de energías limpias

México está comprometido con el cumplimiento de las metas de mitigación establecidas en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) que señala que el sector eléctrico debe transformarse para que al 2024 un máximo de 65% de la electricidad provenga de combustibles fósiles. Esta meta se ratifica en la Ley General de Cambio Climático que estipula que el 35% de la generación eléctrica provenga de energías limpias para ese mismo año.

Hoy en día estas metas se fortalecen en las nuevas leyes que instan a una mejor planeación de la expansión de la generación de electricidad considerando una incorporación acelerada de energías limpias en el SEN, como es el caso de la Ley de Transición Energética (LTE). A continuación, se describe brevemente los ordenamientos legales de las energías renovables:

Ley de Transición Energética (LTE)

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución, en materia de energía, en cuyo artículo décimo octavo transitorio se estableció que: “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría del ramo en materia de Energía y en un plazo no mayor a trescientos sesenta y cinco días naturales contados a partir de la entrada en vigor del presente Decreto, deberá incluir en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), una Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios”.

Bajo este mandato, el 24 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF la LTE con lo que se definen las bases legales para impulsar una transformación hacia un modelo energético y económico sustentable en el largo plazo, estableciendo metas específicas de generación de energía limpia para los años 2018, 2021 y 2024.

Ley de la Industria Eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define en su artículo 3, fracción VIII, los Certificados de Energías Limpias (CEL) como aquel título emitido por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga¹².

La inclusión de los Certificados de Energías Limpias (CELs), como un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y que permitan transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, es fundamental para la transición energética.

Para ello, la LIE establece en sus artículos 121 y 122 que la SENER emitirá las obligaciones para adquirir CEL, los cuales estarán en función de la proporción de energía eléctrica consumida. El artículo 125 de la LIE estableció la creación de un mercado de CELs, en el cual se negociarán los excedentes o faltantes de Certificados por parte de los sujetos obligados. En este esquema, el artículo 126 de la LIE señala a la CRE como organismo encargado de otorgar los CEL, así como el responsable de emitir la regulación para validar la titularidad y verificar el cumplimiento de las obligaciones. Para ello, la CRE deberá emitir requerimientos de medición y reporte de generación de energías limpias, así como un Registro de Certificados a fin de evitar una doble contabilización.

¹² Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada.

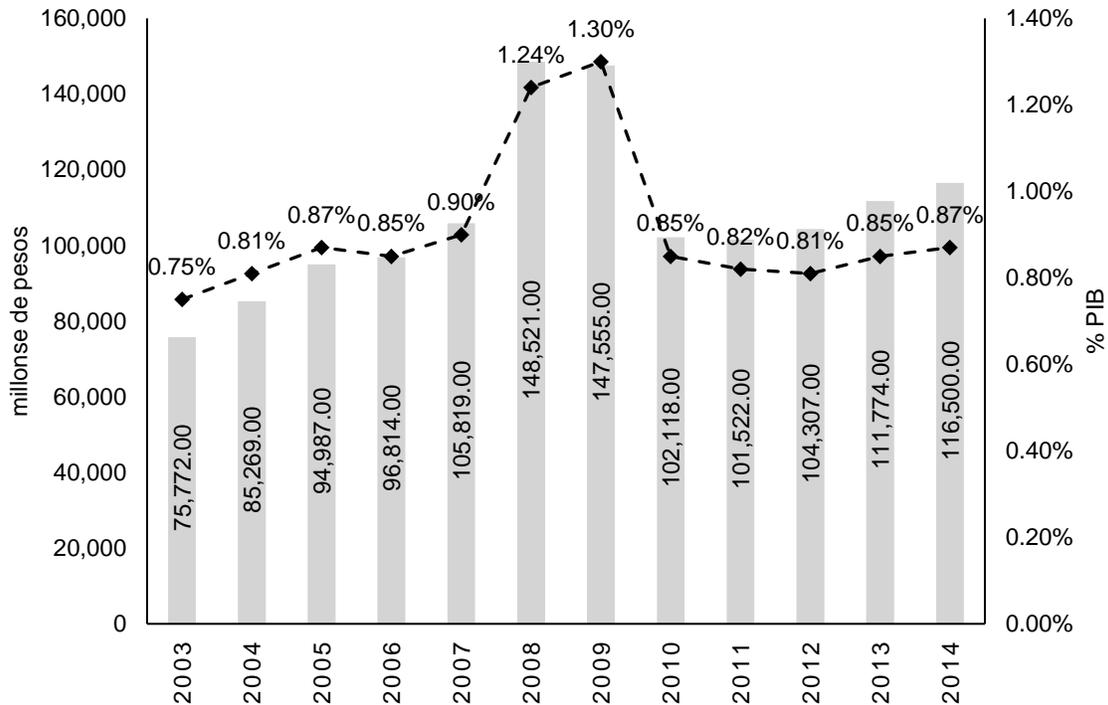
B. Diagnóstico de las disposiciones generadas por el subsidio a las tarifas eléctricas

El subsidio a las tarifas eléctricas se genera cuando el precio por unidad al que se vende dicho servicio es menor a al costo de producir una unidad de electricidad. La forma en que se produce el subsidio a las tarifas eléctricas en México es la siguiente: el subsidio se da vía los precios y tarifas que determina la SHCP, las cuales se determina bajo criterios que no necesariamente consideran los costos de producir dicha energía. Estos subsidios no se definen en forma explícita como rubros de gasto en el Presupuesto de Egresos de la Federación (excepto en el caso de la ya desaparecida Luz y Fuerza del Centro que recibía del gobierno una transferencia explícita para cubrir sus costos operativos deficitarios). Los subsidios se generan vía cuadros tarifarios que no logran cubrir los costos de producir y proveer el servicio. De manera que el subsidio se registra, de manera indirecta como ingresos que el gobierno federal o las empresas públicas energéticas dejan de percibir¹³.

Previo a la reforma energética de 2013, se realizaba una estimación de este subsidio a través de la relación precio-costo de la energía. Este indicador se calculaba a través del cociente entre la facturación de CFE y el costo reportado por esta empresa. El problema con esta estimación del subsidio es que, dado que sólo se consideraba el costo total del servicio provisto por CFE, el cálculo no consideraba los requerimientos de ingreso por actualización del valor de los activos de dicha empresa. Esto impedía contabilizar dentro del subsidio aquellos ingresos que el gobierno dejaba de percibir por concepto de aprovechamientos. Así medido en subsidio a las tarifas eléctricas su monto llegó a representar alrededor de 1.30 por ciento del PIB en el año de 2009.

¹³ Por la parte del Gobierno Federal el subsidio eléctrico se refleja en pagos que debería recibir la Tesorería de la Federación por parte de la CFE por concepto de aprovechamientos (portaciones del capital fijo de la empresa).

Subsidio a las tarifas eléctricas con base en el cociente precio-costo de CFE



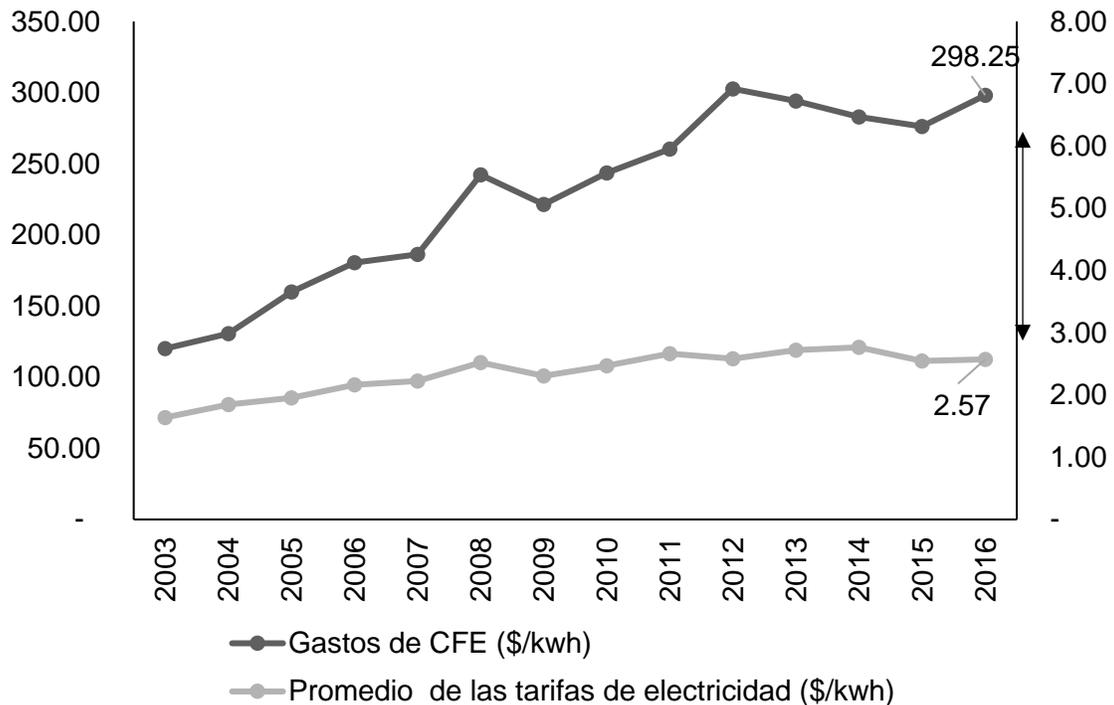
Fuente: Elaboración propia con datos del Cuarto Informe de Gobierno 2015-2016.

Una aproximación diferente a la visualización del subsidio vía cociente precio-costo de la electricidad, puede verse a través de la relación de costos de la CFE y la evolución de las tarifas. La gráfica a continuación muestra los gastos de la CFE (eje izquierdo) por kwh registrado en sus ventas de energía eléctrica y la tarifa promedio de electricidad que pagan los consumidores. Lo que la gráfica nos muestra es una visión general de la cobertura de costos por parte de los productos por ventas de energía que registra la CFE. En 2016 cuando, en promedio, un consumidor pagó en promedio 2.57 pesos por kwh la CFE incurrió en 298.25 pesos por esa misma unidad de energía. Si bien la representación anterior nos ayuda a señalar el costo no cubierto por las tarifas eléctricas, ésta dista de

ser una herramienta que nos brinde de la precisión necesaria para identificar el costo monetario real de mantener esta política tarifaria¹⁴.

Costos de operación de la CFE (1) y Precios promedio de electricidad (2)

(pesos por kwh en términos reales base 2012)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Estadísticas Oportunas de Las Finanzas Públicas de la SHCP, INEGI, y el SIE. (1) Costo por kwh producido durante cada año (2) Promedio ponderado por consumo de energía en cada sector tarifario.

En respuesta a esta problemática, a partir de la Reforma Energética, el Sector Eléctrico Nacional adoptó un nuevo modelo de negocio para poder identificar bajo el cual se separan cada proceso de producción de energía. Bajo este nuevo modelo, el organismo regulador del sector tiene como mandato dentro de la LIE establecer todas las tarifas y

¹⁴ El cálculo del precio por kwh como se muestra no toma en consideración la dispersión de precios que hay entre sectores tarifarios. Los costos cómo las tarifas difieren por sector se la demanda, niveles de consumo, requerimientos de intensidad, actividad económica, región geográfica y estación de año.

costos que reflejen una a operación eficiente en cada una de las etapas del proceso de producción de la electricidad: generación, transmisión, distribución y suministro.

En lo consecutivo se presenta es una estimación del subsidio a las tarifas eléctricas bajo el nuevo esquema de tarifas de eficiencia publicadas por la CRE. Estas tarifas toman en cuenta para cada una de las etapas de producción no sólo los costos de operación y mantenimiento, sino también los niveles de inversión e ingreso requerido para cada una de estas etapas opere de manera eficiente. A continuación, describimos el proceso de elaboración del cuadro de costos para cada una de las tarifas para el año 2016 y 2017.

1) Estimación del Subsidio de las Tarifas Eléctricas bajo tarifas de eficiencia

La medición del subsidio a las tarifas eléctricas es cálculo complejo. Como vimos en el marco jurídico, esta complejidad se atribuye mayoritariamente a diferenciación de tarifas por sectores de la demanda, su división geográfica y la variedad de costos que representa la generación, transmisión, distribución y suministro de la electricidad para cada una de estas clasificaciones de los usuarios del servicio básico del SEN. Para realizar un cálculo del subsidio que tome todas las variantes que determinan el precio de producir un kwh para cada tipo de tarifa se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) Primero calculamos el costo total de producir energía eléctrica tomando en cuenta las tarifas reguladas disponibles para transmisión y distribución publicadas por la CRE para el año de 2016 e información disponible para estimar los costos de generación y suministro. Para determinar el costo de generación utilizaremos los de precios medios de energía eléctrica publicados es la el Sistema de Información Energética (SIE). Este costo aproxima el costo de generación eficiente ya que su cálculo considera el costo marginal de generar un kwh de energía eléctrica (lo que brinda un cálculo independientemente de los costos variables de la cadena productiva lo cuales se agregan por la transmisión distribución y suministro)

Para determinar las tarifas de suministro por usuario nos utilizamos los trabajos dentro de la literatura que han realizado una estimación de este servicio con base

en estimación de costos de suministro para Alta y Media Tensión de con Fischer, Serra, Joskow y Hogan (2000) y Brooks (2004) y de Baja Tensión con Eugenio y Navarrete (2015). De manera que, el costo de suministro por usuario para media y baja tensión será de 649.49 y 64.50 pesos, respectivamente.

A continuación, se presenta el cuadro tarifario que define los costos por kwh por tarifa. Con este cuadro se identifica qué tarifa de generación, transmisión y distribución incurre el gobierno para proveer el servicio de electricidad a cada sector de la demanda.

Resumen de cuadro tarifario de eficiencia					
Tarifa	Costo de generación (1) Pesos por kwh	Costo de Suministro Cuota fija por usuario (2)	Distribución pesos KW/h- mes	CENACE pesos por kwh	Transmisión pesos por kwh
1	1.816	64.50	0.960 (3)	0.006	0.205
1A	1.706				
1B	1.748				
1C	1.922				
1D	1.915				
1E	1.749				
1F	1.791				
DAC	6.234				
5	5.310	649.49	0.813		
5A	4.404	64.50	0.862		
6	2.978				
2	5.143				
3	4.434				
7	7.514				
9	5.971	649.490	0.813(4)		
9M	3.264				
9MCU	0.917				
9N	0.698				
OM	3.452				
OMF	0.000		0.258(4)		
OH	2.793				
OHM	2.502				
HMC	2.785				
HMCF	0.000				

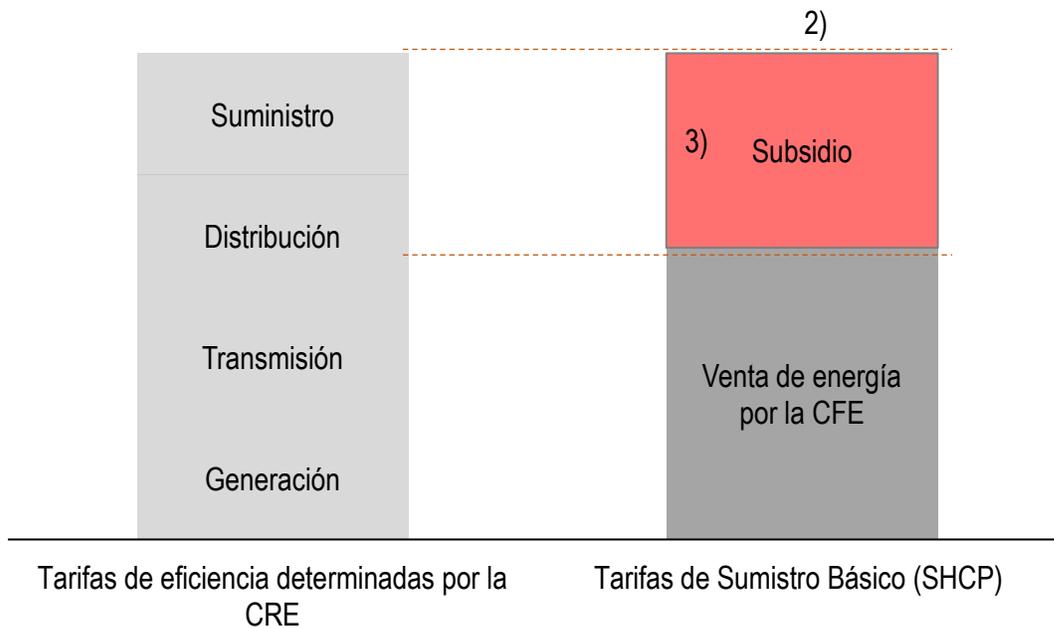
Fuente: Elaboración propia con publicación con datos del SIE y de la CRE. (1) Precios medios de la energía 2016 expresados en KW/h. (2) Tomado de Fischer, Serra, Joskow y Hogan (2000), Brooks (2004) y Eugenio y Navarrete (2015). (3) No se cuenta con una fuente pública de información respecto a la proporción de usuarios por sector tarifario desagregados por nivel de tensión y división geográfica por lo que se toma el promedio de las tarifas de distribución. (4) Se expresan en kwh utilizando un factor de actualización de 0.532.

- 2) La anterior estructura de costos nos preverá el costo de eficiencia una vez que incorporemos al cálculo tanto las ventas internas de energía por tarifa, como el

número de usuarios del SEN por tarifa, ambas para el año 2016. Para estimar, las variables anteriores para el año de 2017 utilizaremos la tasa de crecimiento anual promedio para los años posteriores a la entrada en vigor de la LIF. La tasa de crecimiento nos ayudará a aproximar el crecimiento del costo de producción de electricidad.

- 3) Una vez que definido el costo eficiente bajo el procedimiento anterior, procedemos a comparar este costo con los ingresos por ventas de energía de la CFE, aquellos que recibe dada la asignación final de tarifas por la SHCP. Estos ingresos por ventas son públicos y se encuentran como productos por ventas de energía en el SIE. La diferencia entre el costo eficiente calculado en 2) para 2016 y la estimación de 2017 con estos ingresos corresponde al subsidio ejercido para cada ejercicio fiscal correspondiente.

A continuación, ejemplificamos este proceso de obtención del subsidio mediante el siguiente esquema gráfico, así como el resultado de su estimación por sector de la demanda para el año 2016.



El resultado de este cálculo se muestra en la tabla a continuación. Como se puede apreciar, el monto del subsidio para el ejercicio fiscal 2016 es de 327 mil 305 millones de pesos de acuerdo a estimaciones con tarifas que reflejan el costo real de producir energía. Durante este periodo el sector de la demanda que más recibió subsidios fue el industrial (mediana empresa) pues más de cuatro de cada diez pesos de este subsidio fueron destinado a cubrir el pago de electricidad de este sector. El segundo sector que concentró la mayor parte del subsidio fue el sector residencial o doméstico. El monto de subsidio recibido por los hogares fue represento el 32 por ciento del subsidio, una moto total de 105 mil 760 millones de pesos.

Subsidio a las tarifas eléctricas por sector para el año 2016 (millones de pesos)				
	Costo Eficiente de la electricidad	Ventas internas de energía 2016	Subsidio	Distribución % del subsidio
Residencial	174,302.36	68,541.65	105,760.71	32
Servicios	44,908.14	23,136.53	21,771.61	7
Comercial	85,864.87	43,945.83	41,919.03	13
Agrícola	19,383.72	6,563.80	12,819.92	4
Industrial	264,509.00	119,474.37	145,034.64	44
Total	588,968.08	261,662.17	327,305.91	

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE y el SIE. (desglose por tarifa en Anexo1)

Dado el crecimiento anual promedio de la demanda de energía y el número de usuarios durante los últimos tres años el subsidio estimado para 2017 se estima en 392 mil 276 millones de pesos. Este monto proyectado registra un crecimiento del 20 por ciento respecto a la estimación de 2016. Por una parte, este crecimiento se da debido a que los costos de eficiencia se incrementan en 10 por ciento y los ingresos de la CFE disminuyen en 0.45 por ciento respecto a lo estimado en 2016. Esta disminución se debe en gran medida a que el crecimiento anual promedio de 2014 a 2016 de estas ventas de la CFE se han reducido en casi seis por ciento, mientras que su demanda, así como su número de usuarios han registrado un incremento anual promedio de tres y cinco por ciento respectivamente.

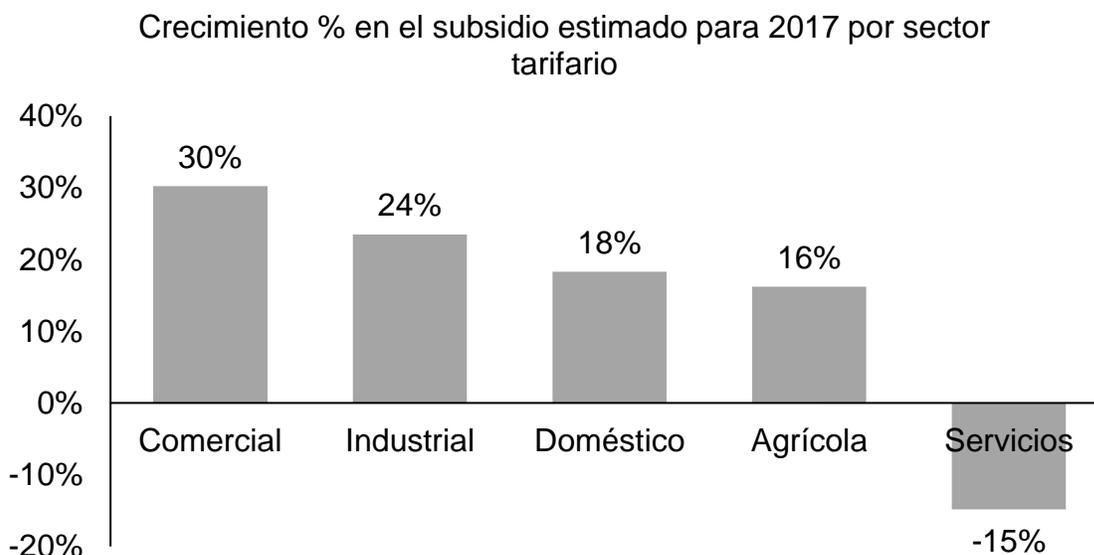
Subsidio a las tarifas eléctricas por sector para el año 2017 (millones de pesos)				
	Costo Eficiente de la electricidad	Ventas internas de energía	Subsidio	Distribución % del subsidio
Residencial	196,306.27	71,179.64	125,126.63	32
Servicios	42,738.20	24,195.14	18,543.07	5
Comercial	99,453.77	44,869.20	54,584.57	14
Agrícola	22,471.26	7,572.10	14,899.16	4
Industrial	291,728.84	112,605.51	179,123.33	45
Total	652,698.35	260,421.60	392,276.75	

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE y el SIE. (desglose por tarifa en Anexo2)

Este comportamiento de las tarifas industriales ha generado un incremento del subsidio sobre las tarifas del sector industrial. Como se puede ver en la tabla, el subsidio que concentran las tarifas de las medianas empresas pasa a ser de 44 a 45 por ciento del subsidio total a las tarifas de suministro básico. A pesar de que es un incremento de 23 por ciento respecto a lo estimado para este sector en 2016.

Cabe destacar que la reducción importante del subsidio en la proyección 2017 del sector de servicios, el cual disminuye en casi 15 por ciento respecto a la estimación de 2016. Esto se debe mayoritariamente a la tendencia decreciente de las ventas internas de energía del sector de servicios durante los últimos tres años (dos por ciento promedios anual). Como resultado, la distribución del subsidio proyectado para 2017 asigna cinco por ciento de este monto al sector de servicios.

Por lo que respecta a los demás sectores, las diferencias, respecto a distribución del monto total proyectado no cambian drásticamente. Sin embargo, comparando los montos de subsidio por sector de la demanda respecto a la estimación de 2016 vemos que la brecha entre costos eficientes y productos por ventas de energía de la CFE se incrementa.



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE y la CRE.

En términos comparativos el monto del subsidio calculado bajo costos de eficiencia represente un monto considerable si consideramos las restricciones presupuestales con las que se enfrenta la economía. El solo cálculo de subsidios a las tarifas eléctricas que se realizaba con la ratio precio-costo, previo a la reforma energética de 2013, llegó a representar más del uno por ciento del PIB de la economía durante 2014. Ahora que se cuenta con tarifas de eficiencia cuyas estimaciones toman en cuenta el costo de mercado de cada parte de la etapa de producción, así como las necesidades de inversión de la CFE podemos ver que este subsidio (estimado del 2016) representa alrededor del 1.7 por ciento del PIB 2016¹⁵.

Dada la magnitud de este subsidio, surgen muchas interrogantes sobre los las repercusiones y distorsiones que esta política pública del gobierno genera. El estudio de los efectos que este subsidio provoca no es inédito. De hecho, las investigaciones que se han realizado al respecto han llegado al consenso de que este subsidio incide negativamente sobre tres fenómenos latentes dentro de nuestro país: por una parte, so subsidios son regresivos por lo que contribuyen a la permanencia de la desigualdad en

¹⁵ El PIB 2016 de referencia asciende a un monto total de 19 mil 172.5 miles de millones de acuerdo con los Criterios Generales de Política Económica 2017.

ingreso de los habitantes Por otra parte, los subsidios conllevan una serie de problemas ambientales y costos de oportunidad para el desarrollo otras políticas públicas que crecimiento económico. A continuación, elaboramos sobre cada uno de estos.

1) Regresividad de los subsidios

La regresividad de los subsidios se refiere a que a medida que se subsidian todas las tarifas del suministro básico se beneficia más a aquellos consumidores que mayores ingresos tienen y que más energía consumen. El principio de una política de subsidios de este tipo es apoyar a las familias que menos recursos tiene a compensar su ingreso vía un descuento en el pago de sus tarifas en proporción a la energía consumida. Sin embargo, al ser un subsidio que se da a todos los sectores de la población el subsidio también recae sobre aquellos consumidores que, por su nivel de ingreso, el pago de una tarifa eficiente no le significa un gasto importante. Con el subsidio los precios que enfrentan los consumidores de mayor ingreso también disminuyen.

El estudio de la regresividad de los subsidios ha sido ampliamente abordado por otras investigaciones. Quizás uno de los trabajos más citados respecto a los hallazgos de la distribución del subsidio es el de Scott (2011). Los resultados de esta investigación concuerdan con el análisis presentado anteriormente respecto a la estimación del subsidio 2016 y 2017: la mayoría del consumo se concentra en el sector industrial y doméstico.

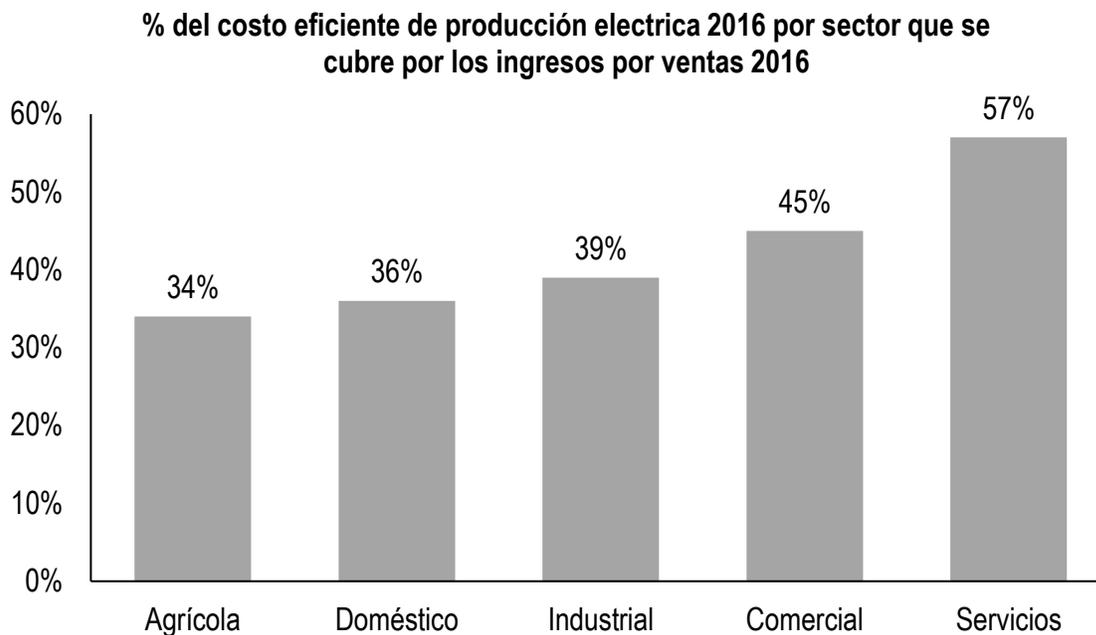
En el mismo sentido, Mercados Energéticos Consultores (2011) ,con información estadística de la CFE sobre niveles de consumo, identifica que los usuarios de los tres primeros deciles de consumo eléctrico, presumiblemente dentro de los tres primeros deciles de ingreso, percibieron 17% de los subsidios, mientras que los tres últimos deciles, presumiblemente los tres deciles con mayor ingreso, percibieron 34% del subsidio de 2016. Este mismo estudio encuentra que el gasto monetario en electricidad incrementa a medida que se incrementa el ingreso de los hogares¹⁶.

En el mismo año la CFE registró que los usuarios domésticos de alto consumo totalizaban alrededor de 600,000; por lo tanto, si 96% de los hogares en 2006 estaban

¹⁶ De acuerdo a cifras de 2006 de la Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto de los Hogares (ENIGH)

conectados al servicio público, solamente 23.5% de los 2,550,000 usuarios del servicio público del último decil de ingreso fueron usuarios de la categoría tarifaria no subsidiada. Dicho en otras palabras, el esquema de tarifas vigente ha beneficiado a los usuarios dentro del decil de mayores ingresos, desvirtuando el propósito fundamental de cualquier esquema de subsidios.

Los estudios mencionados anteriormente señalan que la mayor desigualdad en el subsidio se concentra en el sector agrícola. En la investigación realizada por Jonh Scott determina que para el año 2009 los consumidores agrícolas pagaban con su tarifa apenas el 29 por ciento del costo de la electricidad que consumían. En el análisis por deciles de Mercados Energéticos Consultores, en lo que respecta a tarifas de riego agrícola se encontró que, en Media Tensión, los usuarios dentro de los tres primeros deciles de consumo percibieron sólo 2.4 por ciento de los subsidios mientras que los usuarios en los tres deciles de mayores consumos captaron 77 por ciento. En Baja Tensión la diferencia fue aún más acentuada: mientras los tres primeros deciles recibieron 1.9 por ciento de los subsidios, los usuarios en los tres últimos deciles obtuvieron 85 por ciento. Además, los usuarios en Media Tensión consiguieron casi seis veces más subsidios que los usuarios de riego agrícola conectados en BT. En México, los agricultores más pobres no tienen acceso al riego agrícola, y utilizan agua de temporal; los pequeños agricultores que tienen acceso al riego son de bajos ingresos, consumen poca energía y reciben pocos subsidios. Así, la gran parte de los subsidios se canaliza a unos pocos grandes agricultores con altos consumos e ingresos elevados. En un análisis similar, nuestros resultados se alinean a lo encontrado por estos dos autores. En la siguiente gráfica se presenta un análisis de los costos eficientes de generación que son cubiertos por el pago que cada sector hace por su consumo de electricidad a la CFE. Como podemos ver, con la estimación del subsidio 2016 bajo precios de eficiencia, el sector agrícola cubre solamente el 34 por ciento del costo de electricidad, mientras sectores como el de servicios públicos cubren el 57 por ciento de estos costos.



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE y del SIE.

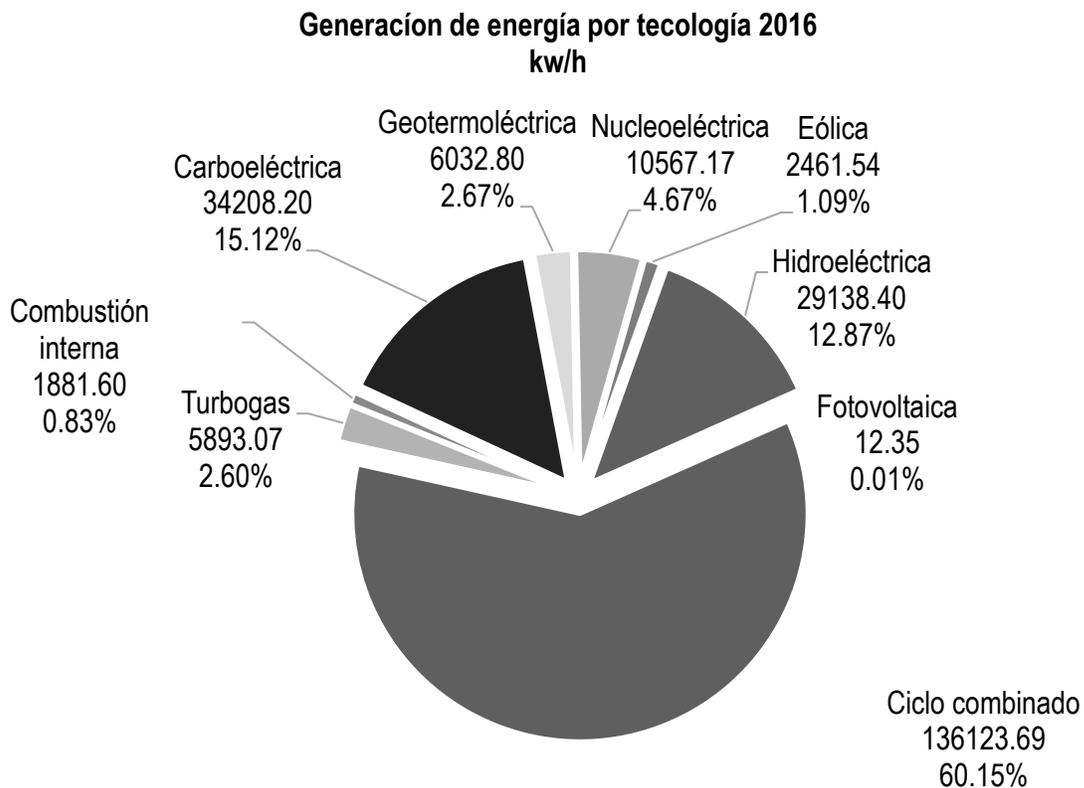
2) Problemas ambientales y de salud

En términos ambientales, una de las vías mediante las cuales el subsidio a las tarifas eléctricas genera externalidades negativas es, precisamente, a través del subsidio a las tarifas agrícolas. En el año 2010 el Instituto Nacional de Ecología realizó un estudio de la tarifa agrícola en donde encontró que, además de que dentro del sector agrícola los montos del subsidio recaen mayoritariamente en los agricultores con mayores ingresos, sino que también promovía la sobreexplotación de los mantos acuíferos de México.

Como vimos anteriormente, el sector agrícola es el que más se beneficia de las tarifas artificialmente bajas. Por lo tanto, al tener precios de energía bajos el costo de bombeo de agua del subsuelo utilizando energía eléctrica disminuye también. Esto, aunado a que más del 77 por ciento de los volúmenes de agua concesionados en el país son para uso agrícola, ha provocado que hoy uno de cada tres mantos acuíferos de México se encuentre sobreexplotado (Presentación INE).

Otro problema ambiental que genera este esquema de subsidios tiene que ver con la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y otros gases contaminantes que se

producen durante el proceso de generación de energía eléctrica. Actualmente en México, el sector eléctrico nacional genera el 75 por ciento de la energía eléctrica utilizando proceso que involucran el uso de combustibles fósiles.



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

3) Costos de oportunidad del subsidio eléctrico

Como se ha discutido anteriormente, el monto del subsidio es considerable en términos relativos al monto del valor agregado de la producción de la economía (1.7 por ciento). Sin embargo, cuando se compara con los márgenes presupuestales con los que cuenta el gobierno federal la estimación del subsidio cobra mayor relevancia, pues dicho monto representa una cantidad de recursos cuya magnitud representa una pérdida de oportunidades para realizar alternativas de políticas públicas que beneficien a los ciudadanos. El subsidio estimado a las tarifas eléctricas para 2016 es equivalente al 10

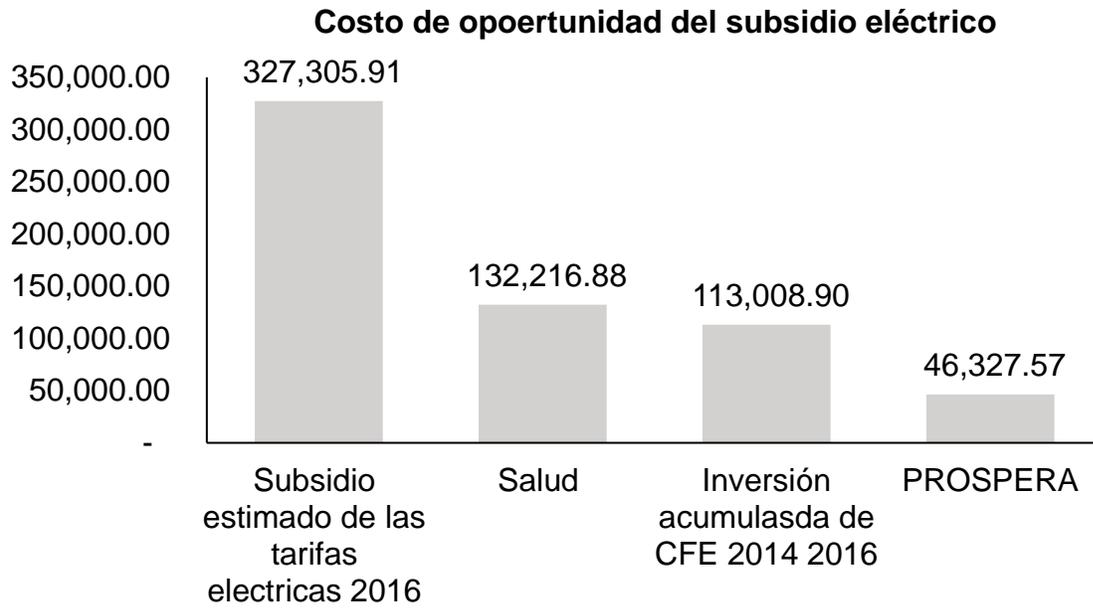
por ciento del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de ese año. Mientras que esta cantidad de recursos son dedicados a un subsidio regresivo que causa daños importantes al medio ambiente, se dejan pasar oportunidades para financiar inversiones que mejoren la desigualdad del ingreso y que, al mismo tiempo, no dañen al medio ambiente.

Por una parte, la fijación de tarifas eléctricas por debajo de su costo eficiente le quita al gobierno, de invertir en tecnología que mejore la eficiencia de la producción de energía eléctrica. En este sentido el deterioro de la inversión es evidente. Durante los últimos tres años la inversión de la CFE ha registrado una disminución anual del 5.6 por ciento en promedio.

Por otra parte, el subsidio a las tarifas eléctricas genera un costo de oportunidad para la transición a las energías limpias. Como vimos en el gráfico anterior, más del 75 por ciento de la energía que se produce en el país se genera a través de tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Dado que las tarifas a la energía eléctrica se mantienen artificialmente bajas, los ingresos que percibe la CFE por las ventas de energía no alcanzan a cubrir sus costos y mucho menos sus necesidades de inversión en tecnología no contaminantes. Esta situación se ha agravado durante los últimos años en los que los costos del gas natural (combustible primario en el proceso de ciclo combinado) se han incrementado (de enero de 2016 a enero de 2017 el precio del gas natural incrementó 47 por ciento¹⁷).

Por último, en términos de redistribución del ingreso el costo de oportunidad que genera el subsidio eléctrico también es significativo. El costo no cubierto por el pago de energía bajo las tarifas actuales supera al presupuesto destinado a los programas importantes en materia de combate de la pobreza, salud e inversión en infraestructura eléctrica de CFE. El subsidio estimado a las tarifas para el 2016 es equivalente a más de siete veces el presupuesto destinado a el programa Prospera, más de dos veces el presupuesto de la Secretaría de Salud, más de dos veces la inversión acumulada de CFE para los años 2014-2016.

¹⁷ Servicio Geológico Mexicano consulta realizada el 01/05/2017



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE, CRE, y el PEF 2016.

C. Experiencias internacionales con la promoción de energías renovables y la disminución de subsidios a la electricidad.

El consenso en torno a los subsidios a los precios de la electricidad es homogéneo. Los problemas que genera este tipo de políticas no son exclusivos al caso de México. También, los subsidios a las tarifas eléctricas han sido práctica común en otras partes del mundo. A continuación, se presenta algunas políticas públicas llevadas a cabo por gobiernos de otros países para reducir o eliminar este tipo de subsidios. Dado que la eliminación de subsidios no necesariamente involucra la implementación de energía limpia, dividimos la mejoras prácticas internacionales de acuerdo con sus objetivos. Primero, se presentarán las políticas públicas que tuvieron como objetivo la reducción del subsidio eléctrico: Brasil, Turquía y Uganda. Segundo, continuaremos con las experiencias de éxito en promoción de generación eléctrica con fuentes de energía limpia, en particular describiremos algunos programas de financiamiento y subsidios para la promoción de energía solar en India y en Bangladesh.

Eliminación de los subsidios en Brasil

El desempeño del sector eléctrico en Brasil durante la década de los ochenta se encontraba en un grave deterioro que hacía evidente la necesidad de una reestructura total del sistema. Muchos factores contribuyeron a este deterioro, sin embargo, era el sistema tarifario lo que mayoritariamente perjudicaba al sector. Las tarifas se determinaban en la Secretaría de Planeación de la Oficina de la Presidencia.

El ajuste de tarifas eléctricas se utilizaba como herramienta de control inflacionario y no tomaban a consideración los costos de producción de electricidad ni las necesidades de inversión en el sector. Bajo este esquema de asignación de tarifas los incentivos a que las empresas estatales perdieran productividad en sus operaciones. Esta situación fue agravando rápidamente la situación financiera de las empresas estatales y los niveles la deuda externa del gobierno para cubrir las necesidades de inversión. Para el año de 1993 la deuda acumulada del sector eléctrico brasileño alcanzó los 26 mil millones de

dólares; deuda que fue absorbida por el gobierno central ese mismo año. Este monto de deuda representaba las pérdidas acumuladas de cinco años previos, lo que significaba que el subsidio eléctrico fue equivalente al 0.7 por ciento del PIB de Brasil desde 1987 a 1993 (Pinheiro, 1999).

Brasil siguió el camino de la liberalización de su sector eléctrico frente a los subsidios eléctricos a los que se enfrentaba¹⁸. El primer paso se dio en 1993 cuando se privatizó una parte de los activos del sector eléctrico bajo la expectativa de que la iniciativa Privada (IP) se encargaría de liquidar el porcentaje de la deuda externa del sector (equivalente a el 25 por ciento del valor de la deuda externa de Brasil en 1993) al mismo tiempo que incrementaría los ingresos del gobierno vía impuestos y otros pagos que estas nuevas empresas eléctricas darían al gobierno. Esto se dio a través de la venta de todas aquellas empresas estatales dedicadas a la distribución de energía eléctrica cuyo financiamiento representaba una mayor carga sobre el déficit del gobierno (Brown (2002)) .

La privatización del sector eléctrico en Brasil no sólo se planeó debido a las presiones financieras del gobierno. Una segunda motivación para que el gobierno tomara esta decisión fue la presencia preponderante de los carteles de contratistas alrededor de las empresas públicas de electricidad, la excesiva planta laboral concentrada en éstas y las constantes fallas en el suministro de energía a nivel nacional.

El plan de liberalización del sector eléctrico en Brasil tuvo como objetivo principal la privatización del total de la industria. Para remover las barreras que este proceso enfrentaba, el Gobierno eliminó las disposiciones que imponían una tarifa fija por consumo de electricidad.

¹⁸ Durante la década de los ochenta la economía brasileña se caracterizó por un bajo crecimiento económico y una severa desestabilidad macroeconómica: una tasa de crecimiento del tres por ciento con inflación del 272 por ciento anual (promedio de 1981-1989), cuenta corriente deficitaria en un monto equivalente al cinco por ciento de su PIB y una deuda gubernamental que alcanzó casi el 40 por ciento del PIB en 1989. Situación que llevó al gobierno de Brasil a reducir su déficit mediante un proceso paulatino de liberalización. (Giambiagi & Moreira (1999))

El gobierno decidió comenzar por la liberalización de empresas de distribución. Esto debido a que los problemas financieros en estas compañías habían desencadenado la quiebra del sector eléctrico ya que no pagaban el costo de generación de la energía eléctrica. Las compañías fueron primero restructuradas financieramente en su totalidad para ser atractivas a los compradores. Su venta tuvo efectos positivos en la industria de generación pues las compañías de distribución lograron cubrir los costos y hacer a la industria de generación rentable.

El programa de liberalización se dio en un periodo de 10 años de 1993 a 2003 y tuvo como resultado un mercado de generación eléctrica competitivo. El sistema de distribución fue liberalizado bajo un esquema de licencias para monopolio que fue transitando a un esquema en dónde los usuarios finales podían decidir entre una variedad de suministradores interconectados a la red de distribución.

Las reformas de 1993 en Brasil fueron exitosas desde el punto de vista fiscal al eliminar los subsidios. Sin embargo, la liberalización se acompañó de un marco regulatorio lo suficientemente fuerte, lo que generó incertidumbre para la inversión para la construcción de muchas líneas de distribución en el país. La falta de inversión en infraestructura de generación eléctrica, en combinación con una sequía durante 2001 causó que las reservas hidroeléctricas de Brasil decayeran severamente. Para evitar una crisis de oferta el gobierno implementó diversas disposiciones para la racionalización de la electricidad a los consumidores y permitió que los productores elevaran sus tarifas para compensar sus pérdidas durante el periodo de sequía. Estas decisiones generaron una caída en el PIB de Brasil durante 2001 y un incremento abrupto de los precios de la electricidad. Esta combinación de factores arraigó la percepción negativa en la población brasileña respecto a la privatización de sector (De Oliveira & Laan, (2010)).

Incluso después del proceso de liberalización del mercado eléctrico, el gobierno brasileño continuó con una política de subsidios cruzados la tarifas¹⁹. Estos subsidios fueron focalizados a los agricultores y familias con bajos niveles de ingreso y las empresas podían decidir el porcentaje y la manera en que estos subsidios podían asignarse(Claret, Gomes, David, & Abarca (2003)). Con esto, la mecánica de un subsidio uniforme a toda la población desapareció por completo, pero el mercado eléctrico conservó un mecanismo de subsidios diversos que respondía a una redistribución del ingreso dado que se enfocaban en una población objetivo.

Eliminación de los subsidios en Turquía

Previo a su reforma, el sector eléctrico turco se encontraba dominado por una empresa estatal. La Autoridad Turca de Electricidad (TEK) tenía control tanto de la generación como la transmisión y la distribución. Después TEK fue reestructurada en dos empresas estatales la Compañía Turca de Generación y Distribución Eléctrica (TEAS) y la Compañía Truca de Distribución de Energía Eléctrica (TEDAS).

Durante la década de los ochenta el sector eléctrico de Turquía se reformó al mismo tiempo en que otros sectores de su economía estaban siendo modificados para operar bajo un esquema de libre mercado. El régimen de política económica previo a estas reformas se caracterizó por una presencia preponderante del gobierno sobre la mayor parte de las actividades económicas. En particular, de aquellas actividades industriales críticas como el sector energético, de telecomunicaciones, así como la producción y venta de petroquímicos, acero y hierro. El gobierno jugaba un papel clave en la asignación de recursos financieros, especialmente a través de los bancos, de los cuales éste era propietario. Sin embargo, después de una severa crisis en su cuenta corriente durante los setenta y la ocupación militar de 1980, Turquía estuvo determinada a transformar su economía dentro de un régimen de libre mercado, a través de una

¹⁹ Financiar las pérdidas del servicio a consumidores de bajos ingresos con los ingresos generados por los ingresos por la venta a consumidores de mayor ingreso.

liberalización masiva de los mercados domésticos una apertura al comercio internacional.

La reforma al sector eléctrico se planteó varios objetivos. En primer lugar, lo que se buscaba con su reforma era poder abastecer la demanda creciente de energía eléctrica y mejorar la posición financiera del gobierno. La reforma se planteaba eliminar los subsidios a la electricidad, tanto a los consumidores como a los productores. Esto a razón de que, dadas las perspectivas de la demanda eléctrica, se mostraba evidente que sería imposible para las finanzas públicas asignar los recursos para abastecer la demanda futura. En segundo lugar, lo que se buscaba con la reforma era reducir las ineficiencias del sector. Lo que se buscaba era que la iniciativa privada introdujera al sector en un ambiente de competencia, que mejorara la eficiencia energética y que se limitara el abuso de regímenes monopolísticos dentro del sector. En tercer lugar, se buscaba cumplir con una de las condicionantes de Turquía para ser miembro de la Unión Europea. La reforma fue una respuesta a los requerimientos de la comunidad internacional la cual proveyó mucha ayuda financiera durante las crisis económicas por las que atravesó Turquía.

En este sentido, Turquía dado importantes pasos para reformar su sector de electricidad con la finalidad de atraer inversionistas, mejorar la competencia y mejorar la eficiencia. La primera ley que sentó las bases regulatorias para la participación privada en las actividades económicas del Estado se llevó acabo en 1984. Sin embargo, la liberalización del sector eléctrico se dio hasta el año de 1993. A partir de ese año su proceso ha sido lento, lo que sigue colocando al gobierno un papel dominante dentro del sector.

El primer intento de liberalización se realizó en 1993 cuando el gobierno puso a la venta de derechos sobre la propiedad sobre algunos procesos de la producción de electricidad, decisión que fue bloqueada por su corte constitucional. No fue hasta 1999 que su constitución fue modificada para dar entrada formal a privados dentro del sector eléctrico. Entre los años de 1993 y 1999 se generaron esquemas bajo los cuales se involucraba a privados bajo el esquema de concesión para el financiamiento, construcción y operación

de algunas actividades dentro del sector. Sin embargo, este tipo de esquemas no parecen haber tenido el impacto esperado en el desarrollo de un mercado eléctrico más competitivo, pues este tipo de contratos de concesión nunca generaron los incentivos a la inversión de largo plazo ni a la eficiencia (Atiyas & Mark, (2004)).

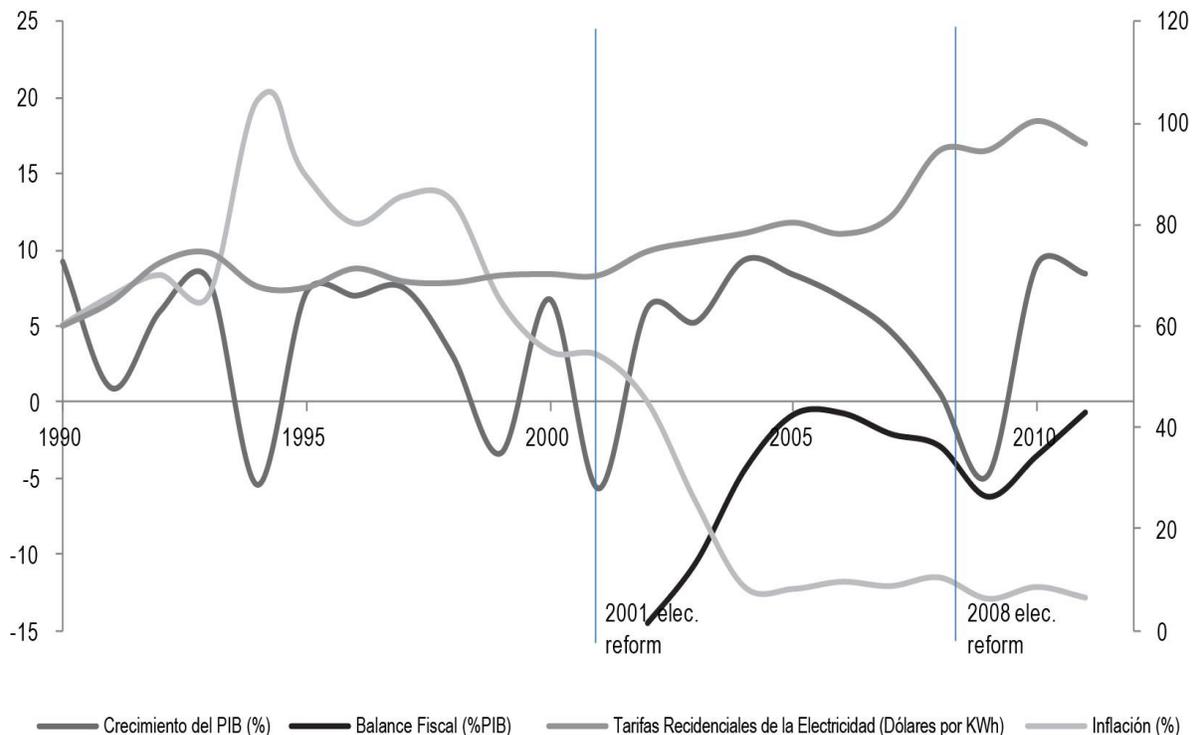
Para finales de la década de los noventa, el rápido deterioro de las finanzas públicas incrementó los incentivos a realizar políticas de privatización más ambiciosas. En el 2001, Turquía inició un programa de reforma al sector eléctrico a través de la promulgación de la Ley de Mercados Eléctricos. El objetivo de esa ley fue establecer un mercado competitivo de energía eléctrica, incrementar la inversión privada, mejorar su eficiencia y, en últimos términos, fortalecer la seguridad energética de Turquía. Las compañías eléctricas nacionales fueron liberalizadas en cada etapa del proceso de producción: generación, transmisión, distribución y suministro. En el 2006 el gobierno introdujo mercado mayorista de energía lo que generó mejoras en la eficiencia energética (International Energy Agency (2009)).

Entre los años de 2002 y 2007 las tarifas eléctricas en Turquía se mantuvieron sin cambios. A pesar del progreso en la reestructura del sector, las tarifas eléctricas no se modificaron de 2002 y 2007, aunque los precios de los insumos se incrementaron significativamente. Esta desconexión entre los precios y los costos dio como resultado una falta de financiamiento para mantenimiento de la infraestructura existente y la infraestructura requerida (Erdogdu (2007)). Esto generó un problema de abasto de energía, pues con tarifas artificialmente bajas, la demanda de electricidad creció desmedidamente.

Para atacar estos problemas, a partir de 2008 el gobierno turco comenzó a acortar gradualmente su injerencia dentro del sector. En enero de ese año, los precios a la electricidad se incrementaron en 20 por ciento por arriba de los precios que se habían venido registrando durante los cinco años previos. Para finales del primer trimestre del 2008 el gobierno aprobó un sistema de precios basados en costos, lo que implicaba aumentos trimestrales de los precios de electricidad para cubrir los costos de producción.

El nuevo mecanismo de precios entro en vigor a partir del segundo trimestre y tuvo como consecuencia severos incrementos en las tarifas hasta finales de 2009. A pesar de que el precio de la electricidad se incrementó más del 50 por ciento en este periodo, el impacto del incremento en los hogares no fue significativo (Zhang (2011))²⁰.

Evolución de la inflación, PIB, balance fiscal y precios de la electricidad en Turquía



Fuente: Base de datos del Fondo Monetario Internacional publicados en su World Economic Outlook, Agencia Internacional de Energía.

Eliminación de subsidios en Uganda

El sector eléctrico de Uganda se caracterizado por tener un importante potencial hidroeléctrico. A pesar de esto esta nación ha experimentado desabasto de energía

²⁰ La reforma al sector eléctrico en Turquía nunca se propuso la implementación de medidas para mitigar el impacto en el ingreso de su población más pobre. La compensación por incremento precios de la electricidad recaía totalmente dentro de los programas sociales existentes(Starodubtsev, (2007)).

eléctrica por décadas. Entre 1990 y principios del año 2000 la economía de Uganda creció de manera sostenida, lo que contribuyó al rápido crecimiento de la demanda de energía eléctrica. La empresa eléctrica nacional de Uganda (UEB²¹) no tuvo la capacidad para suplir la creciente demanda, en parte, porque la falta de instituciones financieras sólidas en este país africano. En términos de acceso a servicios eléctricos Uganda presentaba los peores resultados en toda la región del África Subsahariana, particularmente tratándose de zonas rurales (Atkins, 2015). Durante el 2006 la producción de energía a través de plantas hidroeléctricas hizo a Uganda vulnerables a la disponibilidad temporal de sus recursos hídricos. Debido a la falta de financiamiento, el gobierno de Uganda quedó imposibilitado de suplir la inversión necesaria para abastecer la creciente demanda.

Bajo este contexto, Uganda comenzó su reforma eléctrica en 1999. Una vez que se adoptó una política de reestructuración y privatización de la industria, el gobierno promulgó la una nueva ley para la industria eléctrica que promovía la participación de privados en el sector. Esto se acompañó de la creación de una nueva agencia reguladora del sector la cual entró en operación en el año 2000. Para el año 2001 la UEB se reestructuró en tres entidades diferentes, una encargada de las actividades de generación, otra encargada de las actividades de transmisión y la última encargada de las actividades de distribución. Posteriormente, en 2003, debido a la falta de electricidad en las zonas rurales se estableció otra compañía estatal de energía encargada de abastecer a dichos consumidores (Ranganathan & Foster, (2012).

Una vez establecidas estas empresas estatales, el gobierno aprobó la concesión de las empresas creadas para generación y distribución. En 2003, a Eskom Uganda, una subsidiaria de Eskom Sudáfrica, le fue otorgada una concesión por 20 años para la administración de la empresa estatal de generación. En 2005, la empresa UMEME Ltd le fue otorgada la concesión de la compañía estatal de distribución, también, por 20 años, la primera concesión de una línea de distribución en todo África

²¹ Por sus siglas en inglés *Uganda Electricity Board*.

Subsahariana(Ranganathan & Foster (2012)). Por otra parte, la compañía estatal de transmisión permaneció operando para el mercado mayorista o de alto voltaje.

A lo largo de los años 2005 y 2006 Uganda experimentó varias sequías, lo que orilló a su industria a producir energía en centrales termoeléctricas las cuales implicaba un costo de generación mayor. Previo a las sequías, la mayor parte de la electricidad se generaba en plantas hidroeléctricas. Durante el periodo de sequía, para compensar las pérdidas de generación y poder cubrir la demanda, las autoridades contrataron la provisión de energía eléctrica de plantas termoeléctricas, incrementado la proporción de generación de energía con este tipo de tecnología de siete por ciento, en 2005 a 39 por ciento en 2011.

A pesar de este esfuerzo por cubrir la demanda, las irregularidades en el suministro fueron constantes. De acuerdo con una encuesta realizada por el Banco Mundial, en 2006 al rededor del 45 por ciento de las empresas en Uganda mencionaron que el su problema más recurrente era el suministro de energía eléctrica. Incluso con el uso de fuentes de autoabastecimiento para cubrir el 30 por ciento de sus necesidades operativas, las empresas de Uganda reportaron una pérdida neta en sus utilidades del diez por ciento en promedio debido a los cortes en el servicio de suministro (Mawejje, Munyambonera, & Bategeka (2012)).

El apoyo presupuestario para las empresas del sector eléctrico se incrementó de manera constante desde el comiso de las sequías en el año de 2005. El subsidio explicito se componía de dos mecanismos. Por una parte, se subsidiaba directamente a la empresa de transmisión y por otra parte se pagaba por la capacidad que proveían a las generadoras termoeléctricas. Para finales del año 2010 los subsidios representaban el 1.1 por ciento del PIB de Uganda, lo que llevo al gobierno a anunciar que después de

dos años (en 2012) se relajaría un un incremento de las tarifas para compagnarle éstas con los costos de producción²².

Gracias a las concesiones a privadas sobre las empresas de distribución, Uganda pudo lograr algunos progresos. Primero, las pérdidas en las líneas de distribución se han reducido de 38 por ciento en 2005 a 28 por ciento en 2011. De manera similar, la tasa de recolección de pagos por electricidad del usuario final se incrementó de 80 por ciento en 2005 a 96 por ciento en 2011. Sin embargo, a pesar de este progreso, casi un tercio de los costos por la energía suministrada sigue sin cubrirse debido a pérdidas en la transmisión y distribución eléctrica, así como omisión de pago de los usuarios finales.

Una vez que se contabilizaban las pérdidas, el déficit del gobierno de Uganda para financiar el sector eléctrico también se incrementó. Durante 2011 este déficit representó cerca del 2.6 por ciento del PIB de Uganda (de los cuales 1.1 por ciento correspondía al subsidio explícito). La deuda continuó creciendo incluso después de algunos avances en la reducción de costo promedio de la electricidad. El crecimiento de la demanda también contribuyó al incremento del déficit pues el consumo se incrementó en más de 90 por ciento entre 2006 y 2011.

En junio del 2006, las tarifas eléctricas incrementaron entre 35 y 40 por ciento de acuerdo con datos del Banco Mundial. De 2007 a 2009, no se realizó ningún ajuste a las tarifas del mercado minorista a pesar de que los costos de generación se incrementaron. Esto provocó que para enero de 2010, sólo dos tercios de los costos de provisión del servicio estaban siendo cubiertos por el pago las tarifas.

Para compensar los costos crecientes de la generación eléctrica y los costos asociados a mantener la política de subsidios, el órgano regulador del sector aprobó finalmente en 2012 el incremento a las tarifas eléctricas en enero de 2012. La tarifa promedio se

²² Una vez que la planta termoeléctrica de Bujagali pudiera ser totalmente operativa a finales de 2012, lo que le permitiría al gobierno dejar de comprar la electricidad y seguir pagando el financiamiento de la inversión realizada en esta planta.

incrementó 41 por ciento respecto a lo establecido en el 2011. Adicionalmente, los subsidios cruzados a la electricidad a los usuarios domésticos se redujeron significativamente. Las nuevas tarifas para consumidores industriales incremento en 73 por ciento.

Este incremento tarifario que este incremento tarifario no estuvo exento de protestas. Sin embargo, la determinación del gobierno, así como la eficiencia en la comunicación de las decisiones ayudaron a contener este ambiente resistivo. El gobierno llevo a cabo una fuerte campaña de comunicación para explicar los factores que llevaron al alza las tarifas eléctricas. Se hizo hincapié en que los incrementos de combustibles incrementaron más de 100 por ciento durante 2006 y que el gobierno estaba absorbiendo este costo.

En general, diversos factores ayudaron a crea un ambiente que permitió a las autoridades el incremento de las tarifas en 2012. Por una parte, el incremento del déficit fiscal que llegó a ser del 1.1 por ciento del PIB de Uganda en 2011. Por otra parte, la falta de focalización de los subsidios a los precios de le energía: previo al alza de tarifas en 2012, los industriales pagaban menos del 25 por ciento del costo de producir un kwh para ese sector. Lo que generaba un subsidio fuertemente regresivo ya que el 44 porciento de los consumidores de energía en el país era industriales. Entre los residenciales, sólo el 12 por ciento de los ugandeses contaban con acceso a energía eléctrica, mientras que el resto utilizaba keroseno y madera a precios también subsidiados. La población de menores ingresos usualmente no cuenta con energía eléctrica pues el costo de conexión superaba en 2012 los 80 dólares, un costo inalcanzable para ese grupo de la población que vivía con menos de un dólar al día.

Promoción de energías renovables en India (tomado de The World Bank, (2012))

Para el año de 2003, la tasa de electrificación en zonas rurales de India era significativamente baja: más del 20 por ciento de los hogares no se encontraba conectada al servicio de suministro eléctrico en estas zonas. Incluso, aquellos hogares que cuentan con el servicio eléctrico se enfrentan a constantes fallas de suministro, sin

dejar de mencionar que los precios de la energía son altos para un país como la India. Para hacer frente a esta problemática, el Gobierno de India Implementó diversas iniciativas para promover el uso de energía solar en el sistema residencial.

Con este propósito, el Gobierno de India fue apoyado por el Programa Energético de préstamos solares de las Naciones Unidas (PEUN). Este programa tiene como objetivo desarrollar mercados sustentables de energía solar en sistemas residenciales. El programa pretendía brindar ayuda financiera a través de los bancos locales de las regiones indias de Karnataka y Kerala. La población objetivo de este programa era directamente los consumidores residenciales en áreas rurales cuyo nivel de ingreso les permitía pagar el servicio de electricidad. No obstante, dado que mucho de los bancos locales de India contaban con Grupos de Apoyo²³ bien estructurados, esto le permitió al PEUN llegar a aquellos hogares rurales de menor ingreso.

La institución financiera en estas regiones se encontraba en su momento bien estructurado para que el PEUN pudiera ofrecer el programa de financiamiento solar. Esto, acompañado del hecho que los bancos locales tenían ya establecidos algunos programas de financiamiento para los mismos fines que el PEUN. Dentro de las regiones de Karnataka y Kerala ya existía un gran número de operadores de Grupos de Apoyo, sin embargo no se había dado difusión de los beneficios que este tipo de esquemas generaban. Otro problema.

El programa de préstamos solares consistía de un subsidio a las tasas de interés de los préstamos que se daban a los consumidores finales. El subsidio se distribuía entre las instituciones financieras locales y se dedicaba a disminuir los costos de transacción y

²³ Comité mediador financiero de una aldea compuesto habitualmente por 10–20 mujeres u varones locales. Los miembros hacen pequeñas contribuciones de ahorro regulares durante algunos meses hasta que se cuenta con el capital necesario para empezar un proyecto. Los fondos pueden ser prestados a los miembros del grupo o a otras personas de la aldea para un proyecto. En India muchos grupos GPA están 'conectados' a bancos para la entrega de micro-créditos.

cuotas pagadas por los bancos que participaban en el programa. Los formatos de aplicación de los préstamos para implementación de energía solar se diseñaban de manera que fueran simples y atractivos para los consumidores domésticos. Adicionalmente, parte de los recursos del PEUN eran destinados a la capacitación para promoción de esquemas de financiamiento solar con Grupos de Apoyo.

El financiamiento del PEUN proviene de las Naciones Unidas y la Fundación Shell. Éste se distribuye a través de bancos locales. El subsidio no cubre la tasa de interés per se, sino que se calcula por un monto equivalente a una disminución en la tasa de interés durante el periodo en el que el consumidor final pagaba el financiamiento (por ejemplo, de pagar una tasa comercial del 12 por ciento, la tasa del préstamo solar era sólo del seis por ciento). El monto calculado del subsidio equivalía a entre dos y seis pagos mensuales de un préstamo comercial, a pagar en un periodo de cinco años. Este monto de subsidio se le transfería al consumidor final una vez que los usuarios liquidaban el préstamo. De esta manera los bancos locales seguían prestando bajo expectativas de mercado. El subsidio se asignaba como depósito en el banco emisor del financiamiento y se utilizaba para pagar los últimos pagos del consumidor. Así, el usuario sólo podía acceder al subsidio una vez que se terminaba de pagar el préstamo. La expectativa es que el subsidio se vaya retirando paulatinamente a medida que el sistema de financiamiento solar sea sostenible.

Los bancos participantes sólo asignaban los préstamos a Grupos de Apoyo conformados por agentes bancarios calificados. Los préstamos debían de apegarse a las políticas de evaluación de crédito de los bancos locales, sujetos a los criterios estipulados dentro del PENU. Los bancos recibían capacitación y apoyo para la elaboración de planes de negocio y mercadotecnia para Grupos de Apoyo. A los agentes encargados de la venta de este programa estaban asociados con el banco con ganancias condicionales al cumplimiento de los financiamientos.

La implementación de este plan se dio en 2003, año en el que se otorgaron alrededor de 19 mil 500 préstamos a través de 2076 ramas bancarias participantes y cinco vendedores

calificados. Tanto el diseño del préstamo, así como el esquema de ganancias entre el prestador y el vendedor puede ser replicado sin la intervención de un subsidio. Después de 2003 se reportó que más bancos y más vendedores continuaron ofreciendo este tipo de esquemas para promover Grupos de Apoyo. El programa se originó en Karnataka, pero se expandió a Kerala. Un nuevo programa de financiamiento fue discutido para inicios de 2007. Éste incluía a más bancos y más vendedores.

Promoción de energías renovables en Bangladesh (tomado de Kumar & Sadeque (2012))

En el año del 2012 Bangladesh se benefició de uno de los componentes del programa de Electrificación Rural y Energías Renovables, el cual lleva a cabo la Agencia de Desarrollo Internacional del Banco Mundial (IDA por sus siglas en inglés). Dicho componente consistía de la implementación de Sistemas Residenciales de Energía Solar (SRES) para hogares en zonas rurales que no se encontraban interconectadas al sistema de distribución nacional. EL proyecto fue administrado por la Compañía de Desarrollo de Infraestructura de Bangladesh (CDI) la cual desempeñaba las siguientes actividades:

- Concientización de los consumidores sobre el potencial solar de los SRES en zonas rurales.
- Identificar y seleccionar instituciones participantes (IP) que puedan ser elegibles para brindar asistencia para el desarrollo de planes de negocio para brindar financiamiento SRES.
- Establecer los estándares de la tecnología a financiar.
- Proveer refinanciamiento sobre los préstamos que las IP emitan a sus clientes (hasta el 80 por ciento de la deuda).
- Proveer Los recursos para financiamientos con base en resultados (El programa comenzó con 90 dólares por sistema, monto que fu disminuyendo conforme los avances de los programas has los 50 dólares por sistema)
- Supervisar las actividades de las IP y coordinar la interacción entre éstas y los clientes.

La fase preparatoria del proyecto mostró que los costos iniciales que enfrentaban los consumidores rurales, su nivel de ingreso y la falta de opciones de crédito de largo plazo eran las mayores barreras que estas enfrentaban para implementar SRES. Para dismantlar estas barreras el mecanismo de financiamiento se diseñó a partir de dos instrumentos:

Por una parte, a través de Ayuda Financiera con Base en Resultados (financiamiento proveniente de Programa Global de ayuda con Base en Resultados (GPOBA)²⁴ se generaba un subsidio dirigido a disminuir el costo de adquisición del SRES. El subsidio se otorgaba una vez que la CDI verificaba que la instalación de dicho sistema era apropiada y se encontraba trabajando de manera correcta. El monto de la ayuda financiera se destinaba a la IP con el objetivo de reducir el costo de invertir en la infraestructura para de los SRES y alguno de los costos en los que incurrían las IP, lo que también se traducía en una disminución de costos a los consumidores.

Por otra parte, a través de créditos otorgados por la IDA (también con base en resultados) a tasas por debajo de las de mercado. Estos créditos se daban a las IP a un periodo de vencimiento de 10 años con dos años de gracia y una tasa de interés del seis por ciento anual. Las IP podían refinanciarse con este crédito una vez que la CDI verificaba que el SRES estaba bien instalado trabajando correctamente. Este mecanismo después se utilizaba por las IP para refinar el 80 por ciento del crédito por ventas a los consumidores finales.

²⁴ El Programa Global de Ayuda Financiera con Base en Resultados o GPOBA por siglas en inglés, es un programa internacional del Banco Mundial. El GPOBA se encarga de financiar proyectos cuyo desempeño este documentado y demuestre resultados. Los proyectos que obtiene fondos de este programa se concentran en infraestructura para brindar servicios básicos a países en desarrollo. La mayor parte de los fondos se dirige a los estratos socioeconómicos más vulnerables y marginado, usualmente para proveer acceso a servicios de electricidad, agua y atención hospitalaria.

El éxito de este proyecto se demostró cuando el CDI contabilizó el número de SRES instalado y trabajando. Desde que el proyecto fue implementado en 2002, en sólo dos años el número de SRES se incrementó de cinco mil a más de 35 mil en 2004.

D. Evaluación financiera y presupuestal de una política de subsidios a las energías renovables

La implementación de políticas para transitar a la generación eléctrica con tecnologías no contaminantes ha surgido por diferentes factores. Como vimos en las experiencias internacionales, el motivo por el cual India y Bangladesh implementaron esquemas de financiamiento para la energía solar respondía al objetivo de llevar energía eléctrica a zonas con poco acceso a este servicio. En México, donde el 98.4 por ciento de la población cuenta con servicio de electricidad²⁵, el objetivo de implementar este tipo de políticas respondería a otros beneficios asociados a las tecnologías de energía renovable: su potencial para reducir el subsidio a las tarifas eléctricas.

En el caso de México, proponer un esquema financiero que incentive la generación de energía eléctrica con tecnologías limpias no sólo responde los objetivos de reducción de gases contaminantes y GEI establecidos en Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética²⁶. Promover las tecnologías de generación eléctrica mediante recursos renovables también ayuda a mitigar el riesgo financiero que generan el subsidio eléctrico a la estabilidad de las finanzas públicas del país.

La propuesta de subsidios a la implementación de tecnología de generación eléctrica con fuentes renovables que aquí se presenta tiene como base los instrumentos política pública con los que actualmente cuenta México. El mecanismo bajo el cual se busca utilizar estos instrumentos se asemeja a las mejores prácticas internacionales expuestas en el capítulo anterior.

²⁵ Comisión Federal de Electricidad.

²⁶ La LAERFTE establece que para el año 2024 la participación de las fuentes no fósiles en la generación de electricidad deberá ser del 35 por ciento.

Con esto en mente, la tecnología de generación eléctrica a través de energía solar se vuelve especialmente atractiva para desarrollar esta propuesta, pues esta tecnología presenta diversas ventajas en comparación con otras fuentes de energías renovables: generar electricidad en lugares con poco acceso a la red de distribución eléctrica, de recursos hídricos y de vías de comunicación. También, esta tecnología puede ser implementada con facilidad en lugares con infraestructura más desarrollada como edificio u hogares. Además, sus costos de mantenimiento son bajos en comparación con el resto de tecnologías de generación eléctrica.

Los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) transforman la energía contenida en la radiación solar en energía eléctrica que puede ser utilizada directamente en las casas o negocios, o bien, para ser entregada a la red de suministro de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A mayor radiación solar, mayor la cantidad de energía eléctrica que puede ser aprovechada, aunque existen factores como el clima, el sitio de instalación, la orientación de los paneles, las pérdidas en componentes y equipos, entre otros factores, que también afectan su desempeño. Por su parte, la viabilidad económica de los SFV se obtiene a partir de la energía eléctrica generada por el propio sistema y que de otra forma se hubiera tenido que consumir de las Redes Generales de Distribución (RGD).

El desarrollo de la tecnología para el uso de SFV ha avanzado de manera que los costos se han reducido dramáticamente durante los últimos años: en el año 2014 los precios de la tecnología solar fotovoltaica fueron aproximadamente 75 por ciento menores que sus niveles de 2009. Entre 2010 y 2014, los costos totales instalados de sistemas fotovoltaicos de gran escala cayeron entre 29 y 65 por ciento. El Costo Nivelado de Generación (CNG)²⁷ en plantas de gran escala ha disminuido a la mitad en cuatro años. Los proyectos fotovoltaicos de gran escala actualmente están entregando energía a sólo

²⁷ Se refiere a la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, etc.

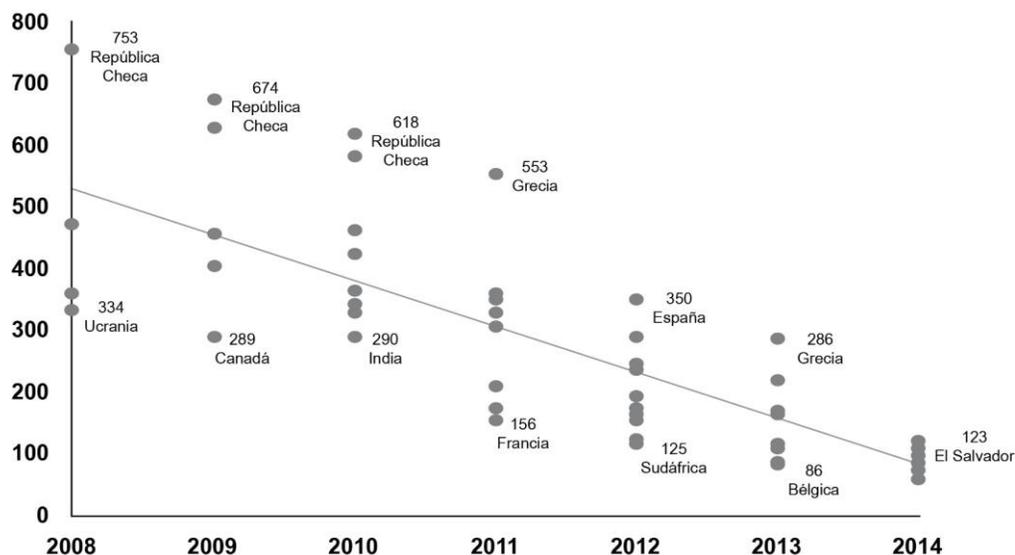
0.08 dólares por kWh sin subsidios. Incluso, aunque los costos están llegando a 0.06 dólares por kWh, existen excelentes recurso solar y financiamiento a bajo costo.

Dólares Americanos por kwh

	2010	2013	2014	%2010-2014
Costo promedio ponderado	3,700–7,060	1,690–4,250	1,570–4,340	-39% a -58%
CNG promedio ponderado	0.23–0.5	0.12–0.24	0.11–0.28	-44% a -52%

Fuente: Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica

Dólares Americanos por kwh



Fuente: Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica.

El centro de investigaciones de energía y cambio climático *Iniciativa Climática de México* calcula que la capacidad fotovoltaica (PV) de México para el sector doméstico, agrícola y comercial se acerca a los 60.1 GW. El 68 por ciento de esta potencia se concentra en el sector residencial, potencial que, para ser explotado, requiere de una inversión de 850 mil millones de pesos. En el sector comercial, la posible capacidad fotovoltaica se estima en 8.8 GW, lo que requeriría una inversión total de 180 mil millones de pesos. Mientras

que en el sector Agrícola y Doméstico de Alto Consumo (DAC) se concentre una capacidad fotovoltaica de 10.3 GW (8.3 en el agrícola y dos en DAC) la cual requeriría una inversión de 206 mil millones de pesos para ser explotada.

SECTOR TARIFARIO	NÚMERO DE USUARIOS 2016	CAPACIDAD FOTOVOLTAICA GW	INVERSIÓN REQUERIDA (MILLONES DE PESOS)
RESIDENCIAL	36,113,943.0	41.0	850,000.0
DAC	427,097.0	2.0	41,000.0
COMERCIAL	3,988,320.0	8.8	180,520.0
AGRÍCOLA	128,565.0	8.3	165,000.0

Fuente: Elaboración propia con cálculos realizados por Chacon (2015).

Si bien la inversión requerida para implementar SFV representa más del 20 por ciento del PEF 2017, es posible logra avances importantes en el uso de los SFV utilizando recursos con los que actualmente se disponen. Para que el financiamiento de esta capacidad potencial pueda desarrollarse, se propone hacer uso del presupuesto disponible en fondos con los que actualmente se cuentan para la promoción del uso de energía renovable. Estos instrumentos se componen de el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE) y los Apoyos para el Sector Pesquero y Rural.

El FOTEASE es un instrumento de política pública de la Secretaría de Energía cuyo objetivo es instrumentar acciones que sirvan para contribuir al cumplimiento de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, promoviendo la utilización, el desarrollo y la inversión de las energías renovables y la eficiencia energética, permitiendo con ello:

- Promover, incentivar y difundir el uso y la aplicación de tecnologías limpias en todas las actividades productivas y de uso doméstico, comercial, industrial y agropecuario.
- Promover la diversificación de fuentes primarias de energía, incrementando la oferta de las fuentes de energía renovable.
- Establecer un programa de normalización para la eficiencia energética.
- Promover y difundir medidas para la eficiencia energética, así como el ahorro de energía.
- Proponer las medidas necesarias para que la población tenga acceso a información confiable, oportuna y de fácil consulta en relación con el consumo energético de los equipos, aparatos y vehículos, que requieren del suministro de energía para su funcionamiento.

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Transición Energética en su art. 48, los fondos que la Administración Pública Federal destine para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía tendrán por objeto captar y canalizar recursos financieros públicos y privados, nacionales o internacionales, para instrumentar acciones que sirvan para contribuir al cumplimiento de la Estrategia y apoyar programas y proyectos que diversifiquen y enriquezcan las opciones para el cumplimiento de las Metas en materia de Energías Limpias y Eficiencia Energética. Actualmente el FOTEASE dispone de 454 millones 773 pesos para el ejercicio 2017. Dado que estos fondos pueden ser utilizado como garantía para proyectos de energía limpias, existe la posibilidad hacer uso de éstos para la instalación de tecnología fotovoltaica en sectores específicos del consumo eléctrico.

En este sentido, otra herramienta importante para la implementación de energía fotovoltaica es el subsidio denominado Apoyo para el Sector Pesquero y Rural ejercido por la SHCP y la Secretaría de Agricultura Ganadería, Pesca y Alimentación. Estos apoyos consideran dentro de sus lineamientos la posibilidad de usar los recursos asignados de este subsidio para la inversión en tecnología que promueva la eficiencia

energética y proteja al medio ambiente. El monto de los Apoyo asignados en el PEF 2017 es de 300 millones de pesos.

Dado que, tanto el FOTEASE como los ASPR, se dirigen a actividades con los mismos fines, sería pertinente unir estas dos partidas presupuestarias para crear un Programa de Energía Fotovoltaica para la Disminución del Subsidio a las Tarifas Eléctricas (PEFODIS). Con base los recursos otorgados en 2016 en PEFODIS podría acumular 754 millones 773 pesos. El objetivo de este recurso sería disminuir los costos de inversión en la instalación de SFV en usuarios del SNE de servicio básico.

Para potenciar el impacto que este programa pudiera tener sobre la reducción de los subsidios a las tarifas eléctricas, es necesario identificar la población objetivo dentro del universo de usuarios que conforman en servicio básico. Esto se debe a que, como vimos en el apartado B de este documento, cada sector de la tarifario tiene enfrenta diferentes costos. Esto es importante, ya que el gobierno debe focalizar el PEFODIS a aquellos usuarios cuyo consumo de energía eléctrica, se tal que utilizar el presupuesto público para disminuir el costo de la instalación de un SFV para cubrir el total o una proporción de su suministro de electricidad genere el mayor ahorro posible de costos de eficiencia para la CFE.

Categorizar a cada consumidor dada las características mencionadas anteriormente, resulta una tarea compleja dada la disponibilidad de información pública por usuario. Sin embargo, es posible derivar una aproximación de la reducción del subsidio eléctrico con información pública disponible. Por un lado, para determinar el ahorro de costos de CFE cuando un usuario de un sector tarifario específico instala un SFV genera se utiliza las tarifas de eficiencia. Por otro lado, los requerimientos de inversión para la tecnología que se desea implementar se utilizan las estimaciones realizadas por ICM, las cuales se desagregan por usuario bajo el supuesto de que el consumo es homogéneo y proporcional al consumo de energía (determinado por las ventas de electricidad registradas para 2016) dentro de cada sector de la demanda.

En la tabla a continuación, se presenta la disminución anual del subsidio a las tarifas eléctricas de aplicarse la totalidad de los recursos del PEFODIS para cubrir los costos de la inversión inicial al mayor número de usuarios posibles por sector tarifario²⁸ (Doméstico, DAC, Comercial y Agrícola²⁹). Como podemos ver, es dentro de los usuarios de servicio básico del sector comercial, agrícola y DAC donde se podrían generar las mayores disminuciones al subsidio eléctrico. La disminución anual, de implementar SFV que cubran la totalidad del consumo de usuarios dentro del sector comercial, agrícola y DAC sería de 404, 386 y 356 millones de pesos anuales, respectivamente. Una disminución anual de esta cantidad de recursos, dada la inversión inicial del PEFODIS generaría un ahorro de costos de producción que tasa de retorno a la inversión mínima de entre 47 y 53 por ciento. Esto se debe a que este cálculo no contempla el excedente de energía que los SFV podrían generar este monto de reducción del subsidio es una cota mínima de reducción, lo que significa que podrían experimentarse reducciones en el subsidio eléctrico en mayor magnitud.

Sector tarifario	Disminución del subsidio (1) Millones de pesos	Tasa de retorno a la inversión TIR (2)
Agrícola	102.04	13.52%
Residencial (1 a 1F)	153.88	20.39%
DAC	356.28	47.20%
Agrícola	386.54	51.21% (3)
Sector comercial	404.01	53.53%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE la CRE y estimaciones de ICM. (1) se calcula a partir del supuesto de que el PROFEDIS cubre el total de la inversión inicial anualidad i.e. el Valor Presente Neto de del programa se integra 754 millones de pesos y los flujos son la reducción de costos por kWh al año que suministraría un SFV. (3) La

²⁸ En promedio, se requería un monto total de 23,536 pesos por usuario doméstico (tarifa 1 a 1F), 95,996 por usuario DAC, 45,262 pesos por usuario comercial y un millón 283, 397 pesos por usuario agrícola.

²⁹ El sector industrial no se considera ya que este sector tarifario requiere de tecnología que generan mayor capacidad para suplir su demanda.

disminución de costos eficientes se calcula con un costo de generación eléctrica equivalente al de la tarifa 9.

Si bien el cálculo de la tabla anterior supone un esquema de financiamiento directo a la infraestructura de los SFV este no es el único mecanismo bajo el cual estos recursos pueden ser operados. De hecho, es posible potencializar este presupuesto bajo diferentes esquemas financieros ya establecidos por algunas instituciones gubernamentales y privadas. Aquí se mencionan algunos de ellos.

Financiera Rural (FIRA-Banco de México)- **Programa de Eficiencia Energética**

El programa utiliza instrumentos financieros y no financieros para asegurar y garantizar a las empresas que los ahorros generados por los proyectos permitan su recuperación.

Los instrumentos no financieros consisten en que un organismo certificador de tecnología reconocido valide a los proveedores y proyectos, además se cuenta con un contrato estándar para pactar el compromiso de ahorro energético, y el seguimiento, reporte y validación de los ahorros en energía.

Los instrumentos financieros del programa consideran el uso de una línea de crédito y garantía FIRA.

Así mismo, el proveedor deberá contratar una fianza que cubra al empresario en caso de que los ahorros energéticos no se generen. Como incentivo adicional FIRA otorgara directamente a los empresarios que realicen este tipo de inversiones un estímulo financiero equivalente a 100 puntos base sobre la tasa de interés.

Financiera Nacional de Desarrollo, Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (FND)³⁰-**Programa de Financiamiento para el desarrollo de la Infraestructura en el medio rural**

³⁰ La Financiera Nacional de Desarrollo, Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero inicio operaciones como Financiera Rural siendo un Organismo Descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, constituido

Este Programa facilita las condiciones de acceso al crédito y contribuye al desarrollo de obras de infraestructura en el medio rural que permitan la capitalización del sector e incrementen su productividad. El Programa se dirige a Personas Físicas y Morales con actividades agropecuarias, forestales, pesqueras y demás actividades económicas vinculadas al medio rural con necesidades de financiamiento para la realización de proyectos productivos que involucren la creación o rehabilitación de infraestructura en el medio rural. El programa ofrece crédito simple, crédito refaccionario, líneas de crédito simple y líneas de Crédito en Cuenta Corriente.

Fideicomiso para el Desarrollo de la Energía Eléctrica (FIDE)³¹

El FIDE ofrece cinco programas para diferentes sectores de la demanda de energía. Estos programas concentran una gama diversa de posibilidades de financiamiento: desde a tasas competitivas con apoyo de instituciones gubernamentales que van desde Garantías de Pago Oportuno hasta créditos por debajo de precios de mercado.

conforme al Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 26 de diciembre de 2002, mediante el cual entro en vigor la Ley Orgánica de la Financiera Rural, ley que fue reformada y publicada en el Diario oficial de la Federación el 26 de junio de 2009; para posteriormente cambiar su denominación a Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (FND) mediante decreto que expide la Ley Orgánica de la Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (LOFND) publicado en el Diario Oficial de la Federación el 10 de enero de 2014.

³¹ Fideicomiso privado, sin fines de lucro, constituido el 14 de agosto de 1990, por iniciativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en apoyo al Programa de Ahorro de Energía Eléctrica; para coadyuvar en las acciones de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. El FIDE se constituye por la CONCAMIN, CANACINTRA, CANAME, CMIC, CNEC y SUTERM como fideicomitentes y Nacional Financiera, S.N.C., como fiduciaria quien otorga facultades a un delegado fiduciario que se ostenta como apoderado de la Fiduciaria.

La propuesta de una política como la del PEFODIS no es algo inédito, sin embargo, para que esta pueda tener éxito es necesario una visión integral de incentivos que promuevan dentro de los consumidores un comportamiento que coadyuve a la búsqueda a la transición de este tipo de tecnologías. Para lograr esto, uno de las políticas más importantes a realiza es una reducción gradual y focalizada de los subsidios a la electricidad. Hay que tomar en cuenta que el diseño de soluciones factibles en materia de subsidios es un problema de naturaleza económico-política que debe examinarse en un contexto más amplio que el puramente sectorial. Las tensiones que deben examinarse incluyen las diferencias de pago entre tipos de consumidor, entre diferentes regiones del país, entre diferentes niveles fiscales, y entre diferentes niveles socioeconómicos.

En términos redistributivos, una opción para que el incremento tarifario no provoque un impacto en las finanzas de las familias con menores ingresos es focalizar este subsidio vía programas sociales como Prospera. Tal como lo hicieron Brasil o Turquía cuando liberalizaron su sector eléctrico, utilizar la estructura de programas que combaten la desigualdad se convierten en una herramienta útil. Esto se debe a que programas como Prospera cuentan con una base ya identificada de población en la cual un incremento en los precios de la electricidad significaría un impacto importante en su calidad de vida.

Otro paso importante para la reducción del subsidio, pero dentro del sector agrícola, podría darse desde los programas de subsidio a las tarifas eléctricas para el sector agrícola a través del Programa Especial de Energía para el campo en Materia de Energía Eléctrica de uso Agrícola. En sus lineamientos³², este programa asigna a los agricultores un número de kWh al año a una tarifa hasta 80 por ciento menor a la tarifa agrícola regular (la Tarifa 9 de baja y media tención). Este número de kWh a menor precio se le llama Cuota Energética.

³² Lineamientos por los que se regula el Programa Especial de Energía para el Campo en materia de energía eléctrica para uso acuícola (Diario Oficial de la Federación, 15/03/2005).

Un agricultor incrementa dicha cuota cuando en consumo de energía eléctrica anual para bombeo y para aereación aumentan, lo que genera un incentivo a no cambiar a tecnologías de bombeo más eficientes ni fuentes de suministro eléctrico que les permitan disminuir su consumo eléctrico. No obstante, esto podría cambiar si se reformaran los lineamientos para que la cuota energética este condicionada a la reducción paulatina de su consumo de energía eléctrica. Si bien esta medida no desaparecerá el subsidio a este sector, este cambio si representa una *segunda mejor opción* frente a un incremento tarifario ya sea gradual o inmediato.

E. Conclusiones y recomendaciones

Previo a la Reforma Energética de 2013, La SHCP estaba facultada para emitir el cuadro tarifario aplicable para los usuarios de suministro básico en el país. La normatividad aplicable en ese entonces no obligaba a la SHCP a determinar las tarifas bajo criterios de eficiencia que tomaran en cuenta los costos de producción del servicio. Ello ocasionó que, por más de 10 años, se estableciera un subsidio definido por la omisión de ingresos provocada por precios menores a sus costos de producción.

Antes de la aprobación de la LIE, se realizaba una estimación de este subsidio a través de la relación precio-costo de la energía. Este indicador se calculaba a través del cociente entre la facturación de CFE y el costo reportado por esta empresa. El problema con esta estimación del subsidio es que, dado que sólo se consideraba el costo total del servicio provisto por CFE, el cálculo no consideraba los requerimientos de ingreso por actualización del valor de los activos de dicha empresa. Esto impedía contabilizar dentro del subsidio aquellos ingresos que el gobierno dejaba de percibir por concepto de aprovechamientos. Así medido en subsidio a las tarifas eléctricas su monto llegó a representar alrededor de 1.30 por ciento del PIB en el año de 2009.

En respuesta a esta problemática, a partir de la Reforma Energética, el Sector Eléctrico Nacional adoptó un nuevo modelo de negocio para poder identificar bajo el cual se separan cada proceso de producción de energía. Bajo este nuevo modelo, el organismo regulador del sector tiene como mandato dentro de la LIE establecer todas las tarifas y costos que reflejen una operación eficiente en cada una de las etapas del proceso de producción de la electricidad: generación, transmisión, distribución y suministro.

Con base en las tarifas ya publicadas por la CRE para estas actividades obtuvimos una estimación subsidio para el ejercicio fiscal 2016. El monto de este subsidio fue de 327 mil 305 millones de pesos, equivalente al 1.7 por ciento del PIB 2016. De este monto, el sector de la demanda que más recibió subsidios fue el industrial (mediana empresa) pues

más de cuatro de cada diez pesos de este subsidio fueron destinado a cubrir el pago de electricidad de este sector. El segundo sector que concentró la mayor parte del subsidio fue el sector residencial o doméstico. El 32 por ciento del subsidio fu recibido por el sector doméstico, monto que asciende los 105 mil 760 millones de pesos.

Dado el crecimiento anual promedio de la demanda de energía y el número de usuarios durante los últimos tres años el subsidio estimado para 2017 se estima en 392 mil 276 millones de pesos. Para este año se prevé una reducción del subsidio al sector de servicios del 15 por ciento respecto a la estimación de 2016.

Las tarifas artificialmente bajas a la electricidad representan costo de oportunidad significativo. El costo no cubierto por el pago de energía bajo las tarifas actuales supera al presupuesto destinado a los programas importantes en materia de combate de la pobreza y la desigualdad. El subsidio estimado a las tarifas para el 2016 es equivalente a más de siete dos veces el presupuesto destinado a el programa Prospera, más de dos veces el presupuesto de la Secretaría de Salud, más de dos veces la inversión acumulada de CFE para los años 2014-2016.

Como México, también otros países se han enfrentado a problemas deficitarios en su sector eléctrico a consecuencia de tarifas artificialmente bajas. Tanto Brasil, Turquía y Uganda enfrentaron problemas similares (o hasta más graves) de déficits gubernamentales por subsidios a las tarifas eléctricas. El común denominador para la solución de este problema en estos países fue la liberalización de su sector eléctrico nacional. En los tres casos, esta medida no fue bien recibida por los consumidores, pues se experimentaron incrementos abruptos en los precios de la electricidad. No obstante, esta medida fue exitosa en términos de eficiencia financiera pues ayudo generar un sistema eléctrico que reflejara los costos de producción eléctrica.

En este sentido, la reforma al SEN derivada de la Reforma Energética de 2013 abrió la posibilidad de participación de privados en el sector eléctrico sin que el Estado dejara de tener participación dentro del sector. Bajo este nuevo marco regulatorio, este trabajo encuentra que existe una oportunidad importante para la reducción de costos del servicio

eléctrico a través de SFV. De acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Fotovoltaica, el desarrollo de la tecnología para el ha avanzado de manera que los costos se han reducido en más de 75 por ciento durante los últimos años (de 2009 a 2014). Con base en las estimaciones de del centro de investigaciones de energía y medio ambiente Iniciativa Climática de México la capacidad fotovoltaica (PV) de México para el sector doméstico, agrícola y comercial se acerca a los 60.1 GW. El 68 por ciento de esta potencia se concentra en el sector residencial, potencial que, para ser explotado, requiere de una inversión de 850 mil millones de pesos. En el sector comercial, la posible capacidad fotovoltaica se estima en 8.8 GW, lo que requeriría una inversión total de 180 mil millones de pesos. Mientras que en el sector Agrícola y Doméstico de Alto Consumo (DAC) se concentre una capacidad fotovoltaica de 10.3 GW (8.3 en el agrícola y dos en DAC) la cual requeriría una inversión de 206 mil millones de pesos para ser explotada. Para que el financiamiento de esta capacidad potencial pueda desarrollarse, se propone la creación de un Programa de Energía Fotovoltaica para la Disminución del Subsidio a las Tarifas Eléctricas (PEFODIS) a partir de 754 millones 773 pesos concentrados en dos fondos con los que actualmente se cuentan para la promisión del uso de energía renovable: Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y los Apoyos para el Sector Pesquero y Rural.

La disminución anual de los costos de proveer el servicio eléctrico al implementar SFV con el PEFODIS sería de entre 404 y 356 millones de pesos anuales, como mínimos (dependiendo del sector de la demanda en el cual se concentre este financiamiento). Con esta reducción de cotos la TIR mínima una inversión del presupuesto del PEFODIS, en términos de disminución de cotos de producción eléctrica, sería de 47 a 53 por ciento. Si bien esta es una estimación de una cota inferior de reducción de subsidios pues el cálculo no contempla el excedente de energía que los SFV podrían generar para ventas de energía entre generadores y CFE, lo que significa que podrían experimentarse reducciones en el subsidio eléctrico en mayor magnitud.

Para potencializar el aprovechamiento de los recursos financieros que se agrupen en el PEFODIS se propone hacer uso de aquellas instituciones financieras existentes en el

país que cuentan con experiencia en el financiamiento de tecnología eficiente para el suministro eléctrico. Dentro de estas instituciones encontramos con Financiera Rural, Financiera Nacional de Desarrollo, Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero y el Fideicomiso para el Desarrollo de la Energía Eléctrica.

La propuesta de una política como la del PEFODIS no es algo inédito, sin embargo, para que esta pueda tener éxito es necesario una visión integral de incentivos que promuevan dentro de los consumidores un comportamiento que coadyuve a la búsqueda a la transición de este tipo de tecnologías. Para lograr esto, uno de las políticas más importantes a realiza es una reducción gradual y focalizada de los subsidios a la electricidad. Hay que tomar en cuenta que el diseño de soluciones factibles en materia de subsidios es un problema de naturaleza económico-política que debe examinarse en un contexto más amplio que el puramente sectorial. Las tensiones que deben examinarse incluyen las diferencias de pago entre tipos de consumidor, entre diferentes regiones del país, entre diferentes niveles fiscales, y entre diferentes niveles socioeconómicos.

Adicionalmente este documento propone modificaciones al Programa Especial de Energía para el campo en Materia de Energía Eléctrica de uso Agrícola. Al respecto se propone un cambio en los lineamientos para que la cuota energética que reciben los agricultores en este programa esté condicionada a que agricultor reduzca su consumo de energía eléctrica año con año.

Bibliografía

- Atiyas, I., & Mark, D. (2004). Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry. Retrieved from <http://myweb.sabanciuniv.edu/izak/files/2008/10/atiyas-dutz-electricity-2004.pdf>
- Atkins. (2015). Government of Uganda Ministry of Energy and Mineral Development Uganda's SE4ALL Action Agenda MINISTRY OF ENERGY AND MINERAL DEVELOPMENT UGANDA'S SUSTAINABLE ENERGY FOR ALL INITIATIVE – ACTION AGENDA Government of Uganda Ministry of Energy and Mineral Development Uganda's SE4ALL Action Agenda. Retrieved from http://www.se4all.org/sites/default/files/Uganda_AA_EN_Released.pdf
- Brooks, S. M. (2004). Explaining Capital Account Liberalization in Latin America: A Transitional Cost Approach. *World Politics*, 56(3), 389–430. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/25054265>
- Brown, A. (2002). The Privatization Of Brazil's Electricity Industry: Sector Reform Or Restatement Of The Government's Balance Sheet? Retrieved from https://www.hks.harvard.edu/hepg/brown_papers/a.brown_hepg_privatization.of.brazils.electricity.industry.pdf
- Chacon, D. (2015). Beneficios de la Generación Distribuida y la Gneración Distribuída Limpia.
- Claret, A., Gomes, S., David, C., & Abarca, G. (2003). O SETOR ELÉTRICO. Retrieved from http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf
- Comisión Reguladora de Energía. ACUERDO Núm. A/075/2015 (2016). Retrieved from <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo CRE A 075 2015 Tarifas de Operación CENACE para 2016.pdf>
- Comisión Reguladora de Energía. Acuerdo Por el que La Comisión Reguladora De

Energía Expide Las Tarifas que Aplicará la Comisión Federal de Electricidad Por El Servicio Público De Distribución de Energía Eléctrica Durante el Periodo Tarifario Inicial que Comprende Del 1 De Enero De 2016 (2016).

De Diputados, C., De, D. H. C., & Unión, L. (2012). Ley Para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento De La Transición Energética Ley para el Aprovechamiento De Energías Renovables Y El Financiamiento De La Transición Energética ley para el Aprovechamiento De Energías Renovables y el Financiamiento De La Transición Energética Capítulo I.-Disposiciones Generales. Retrieved from http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/marco_LAERFTE.pdf

De Oliveira, A., & Laan, T. (2010). Lessons Learned from Brazil's Experience with Fossil-Fuel Subsidies and their Reform. Retrieved from http://search.iisd.org/pdf/2010/lessons_brazil_fuel_subsidies.pdf

DOF - Diario Oficial de la Federación. (n.d.-a). ACUERDO por el que se autoriza ajustar las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico . Retrieved June 5, 2017, from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421731&fecha=30/12/2015

DOF - Diario Oficial de la Federación. DECRETO por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Retrieved from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355987&fecha=11/08/2014

DOF - Diario Oficial de la Federación. DECRETO por el que se expide la Ley de Transición Energética. Retrieved from http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

DOF - Diario Oficial de la Federación. Lineamientos por los que se regula el Programa Especial de Energía para el Campo en materia de energía eléctrica para uso acuícola. (2005). Retrieved from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=790063&fecha=15/03/2005

DOF - Diario Oficial de la Federación. RESOLUCIÓN por la que la Comisión

- Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico. (2015). Retrieved from http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&fecha=18/02/2016
- Erdogdu, E. (2007). Regulatory reform in Turkish energy industry: An analysis. *Energy Policy*, 35(2), 984–993. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.02.011>
- Eugenio, M., & Navarrete, R. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Latinomaericana. (2015). Retrieved from http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40910/1/S1700038_es.pdf
- Fischer, R., Serra, P., Joskow, P. L., & Hogan, W. W. (2000). Regulating the Electricity Sector in Latin America [with Comments]. *Economía*, 1(1), 155–218. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/20065398>
- GeoinfoMex. (n.d.). Servicio Geológico Mexicano. Retrieved June 5, 2017, from <https://www.gob.mx/sgm>
- Giambiagi, F., & Moreira, M. M. (1999). A economia brasileira nos anos 90. Retrieved from [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2972/1/1999_A economia brasileira nos anos 90_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2972/1/1999_A%20economia%20brasileira%20nos%20anos%2090_P.pdf)
- International Energy Agency. (2009). *Energy Policies in IEA Countries*. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/turkey2009.pdf>
- Kumar, G., & Sadeque, Z. (2012). Output-Based Aid in Bangladesh: Solar Home Systems for Rural Households, (42).
- Mawejje, J., Munyambonera, E., & Bategeka, L. (2012). UGANDA'S ELECTRICITY SECTOR REFORMS AND INSTITUTIONAL RESTRUCTURING. Retrieved from <http://ageconsearch.umn.edu/bitstream/150239/2/series89.pdf>
- Mercados Energéticos Consultores. (2011). ESTUDIO DE TARIFAS ELÉCTRICAS que Ampara el contrato SC/01/08 Junio 2011.

- Pinheiro, A. C. (1999). Privatização no Brasil: Por quê? Até onde? Até quando?*. Retrieved from http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro/eco90_05.pdf
- Ranganathan, R., & Foster, V. (2012). *Uganda's Infrastructure: A Continental Perspective*. The World Bank. <https://doi.org/10.1596/1813-9450-5963>
- Scott, J. (2011). ¿Quién se beneficia de los subsidios energéticos en México?, 26. Retrieved from http://www.cide.edu/cuadernos_debate/Subsidios_energeticos_J_Scott.pdf
- Secretaría de Energía. (n.d.). Sistema de Información Energética. Retrieved June 5, 2017, from <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (n.d.). Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas. Retrieved June 5, 2017, from http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/Estadisticas_Oportunas_Finanzas_Publicas/Paginas/unica2.aspx
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (n.d.). Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Retrieved June 5, 2017, from <http://www.pef.hacienda.gob.mx/es/PEF>
- SENER. (2015). Prospective of Electricity Sector 2015-2029. *Mexico Minister of Energy (SENER)*, 237. Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf
- Starodubtsev, I. (2007). Reform of the turkish electrical energy sector: basic principles and interim results1 (PDF Download Available). Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/229042849_REFORM_OF_THE_TURKISH_ELECTRICAL_ENERGY_SECTOR_BASIC_PRINCIPLES_AND_INTERIM_RESULTS1

The World Bank. (2012). India - Solar loan programme : case study. Retrieved from <http://documents.worldbank.org/curated/en/705531468044087575/India-Solar-loan-programme-case-study>

Zhang, F. (2011). Distributional Impact Analysis of the Energy Price Reform in Turkey. Retrieved from <https://poseidon01.ssrn.com/delivery.php?ID=318115065115119113007079064003020087049069064045069066075063014056053113123010000118106001116021086031053075032083086001114089029071003088088007028025101107119001110031024003031065010018003&EXT=pdf>

Anexo1 Subsidio eléctrico por tarifa 2016

	Costo Eficiente de la electricidad (millones de pesos)	Ventas internas de energía 2016	Subsidio
Tarifa Doméstico			
1 doméstico	59,834.03	21,482.79	38,351.24
1A Doméstico con temperatura media mínima en verano de 25°C	6,639.62	3,000.09	3,639.53
1B Doméstico con temperatura media mínima en verano de 28°C	16,339.64	6,362.21	9,977.43
1C Doméstico con temperatura media mínima en verano de 30°C	35,787.55	15,177.81	20,609.74
1D Doméstico con temperatura media mínima en verano de 31°C	8,792.95	3,646.73	5,146.22
1E Doméstico con temperatura media mínima en verano de 32°C	10,954.29	3,887.32	7,066.97
1F Doméstico con temperatura media mínima en verano de 33°C	18,206.30	6,205.92	12,000.38
DAC Doméstico alto consumo	17,747.98	8,778.78	8,969.20
	174,302.36	68,541.65	105,760.71
Tarifa de servicios			
		-	-

5 Alumbrado público	7,699.55	4,367.86	3,331.69
5A Alumbrado público	21,977.06	11,760.98	10,216.08
6 Bombeo de aguas potables o negras, de servicio público	15,231.53	7,007.69	8,223.84
	44,908.14	23,136.53	21,771.61
Tarifa comercial	-	-	-
2 General hasta 25 kW de demanda	76,534.83	40,009.50	36,525.33
3 General para más de 25 kW de demanda	9,207.82	3,809.01	5,398.81
7 Temporal	122.21	127.32	(5.11)
	85,864.87	43,945.83	41,919.03
Tarifa agrícola		-	-
9 Bombeo de agua para riego agrícola (baja tensión)	197.01	129.58	67.43
9M Bombeo de agua para riego agrícola (media tensión)	2,579.07	858.93	1,720.14
9CU Tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único	3,073.65	884.70	2,188.95
9N Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola	13,533.99	4,690.59	8,843.40
	19,383.72	6,563.80	12,819.92
Tarifa Industrial		-	-

OM Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW	54,581.91	27,120.51	27,461.40
OMF Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor de 100 kW con cargos fijos	-	-	-
HM Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mas	209,439.05	92,031.24	117,407.81
HMF Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mas con cargos fijos	329.81	264.31	65.50
H-MC Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización	158.24	58.31	99.93
H-MCF Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización con cargos fijos	-	-	-

Anexo 2 Subsidio eléctrico por tarifa 2017

	Costo Eficiente de la electricidad 2017 (millones de	Ventas internas de energía	Subsidio
--	---	-----------------------------------	-----------------

	pesos)	2017	
Tarifa Doméstico			
1 doméstico	62,040.13	21,542.68	40,497.46
1A Doméstico con temperatura media mínima en verano de 25°C	9,475.19	3,427.50	6,047.69
1B Doméstico con temperatura media mínima en verano de 28°C	18,403.20	6,685.79	11,717.40
1C Doméstico con temperatura media mínima en verano de 30°C	43,469.71	16,417.82	27,051.88
1D Doméstico con temperatura media mínima en verano de 31°C	10,453.72	3,914.67	6,539.06
1E Doméstico con temperatura media mínima en verano de 32°C	12,334.89	4,026.03	8,308.87
1F Doméstico con temperatura media mínima en verano de 33°C	20,591.47	6,438.65	14,152.82
DAC Doméstico alto consumo	19,537.96	8,726.51	10,811.45
	196,306.27	71,179.64	125,126.63
Tarifa de servicios			
5 Alumbrado público	7,708.31	4,645.78	3,062.53
5A Alumbrado público	21,429.27	12,392.97	9,036.30
6 Bombeo de aguas potables o negras, de servicio	13,600.62	7,156.39	6,444.23

público			
	42,738.20	24,195.14	18,543.07
Tarifa comercial	-	-	-
2 General hasta 25 kW de demanda	90,695.49	41,159.58	49,535.91
3 General para más de 25 kW de demanda	8,404.04	3,528.44	4,875.60
7 Temporal	354.24	181.18	173.06
	99,453.77	44,869.20	54,584.57
Tarifa agrícola		-	-
9 Bombeo de agua para riego agrícola (baja tensión)	435.28	153.90	281.38
9M Bombeo de agua para riego agrícola (media tensión)	1,375.69	888.66	487.03
9CU Tarifa de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único	2,699.52	903.89	1,795.63
9N Tarifa de estímulo nocturna para bombeo de agua para riego agrícola	17,960.77	5,625.65	12,335.12
	22,471.26	7,572.10	14,899.16
Empresa mediana			-
OM Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW	60,556.70	26,408.91	34,147.79
OMF Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor de 100 kW con cargos fijos		-	-

HM Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mas	230,007.15	85,795.65	144,211.50
HMF Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o mas con cargos fijos	1,032.17	351.00	681.17
H-MC Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización	132.82	49.96	82.87
H-MCF Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización con cargos fijos	-	-	-
	291,728.84	112,605.51	179,123.33