

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



III. Resultados de la Reforma Energética en Materia de Electricidad.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

III. RESULTADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD.

Dentro de la Reforma Energética, en la Ley de la Industria Eléctrica se decretó que todos los permisos otorgados antes de la reforma deberán mantenerse incorporando así agentes privados en una forma inequitativa.

La ley además, obligó a la Empresa productiva del Estado (CFE) a crear una filial para hacer el trabajo operativo y administrativo a quienes son sus propios competidores dentro del mercado eléctrico, generando pérdidas por 7,820 millones de pesos tan solo en el 2018. Dichos contratos serán vigentes hasta 2039, que de continuar así, arrojarán pérdidas hasta por 160,000 millones de pesos.

Los nuevos permisos para generación eléctrica, fueron otorgados por la Comisión Reguladora de Energía.

Se autorizaron 1188 permisos para generadores privados, por un total de 84,491 MW, cantidad que incluye a los Productores Independientes de Energía; y 165 permisos por 45,558 MW para la Empresa productiva del Estado (CFE).

Bajo este esquema, están operando 303 centrales a las que se les ha autorizado autoabastecerse, y que despachan energía mediante contratos a 70,318 socios, bajo la figura de contratos de autoabastecimiento.

Se detectaron sociedades con un mínimo de capital (1 dólar), quiénes (generadores y socios) utilizan la infraestructura de transmisión y distribución de la CFE.

Al vencimiento de los contratos, estas centrales podrán instalarse en el mercado, después de haber sido subsidiadas prácticamente por la CFE.

Un ejemplo de empresa autoabastecedora sin consumo propio, con capacidad superior a 200 (MW), tiene más de 7,000 socios, de los cuales 80% son oficinas y comercios de grandes corporativos.

En este esquema de exenciones participa otra empresa con 14 centrales eléctricas, más de 1,700 mega Watts de potencia, que tiene 1,316 “socios” que dan servicio a grandes consumidores industriales, que pagan precios muy bajos de transmisión en todo el país.

En consecuencia, el universo de permisos, creó un desorden y desequilibrio sistémico para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, se desvinculó la demanda de la generación más cercana y eficiente y se subordinó la construcción de infraestructura de transmisión y distribución.

La participación de las empresas privadas en el Sistema Eléctrico Nacional, incluye a 255 autoabastecimientos, pequeña producción, exportación e importación; que generaron 45.8 (TW), que representa el 14% del consumo nacional.

Por lo que se refiere a los Productores Externos de Energía (PEE), introdujo a empresas privadas bajo el esquema de producción independiente, para su venta exclusiva a CFE. La Empresa productiva del Estado ha venido comprando electricidad a partir del año 2000, para ello, les ha facilitado la adquisición de terrenos, construcción de centrales, así como su interconexión a la red eléctrica, suministro y transporte de combustible, estudios técnicos de factibilidad, permisos y licencias, por lo que se convierten en proveedores constantes y soportados por la CFE.

Una vez que los PEE, que iniciaron su instalación en 1996, cumplan sus finiquitos de contrato, no pasarán a ser propiedad de CFE.

La reforma energética de 2013 estableció que dichos contratos deberán respetarse constituyéndose en contratos legados.

Actualmente existen 31 centrales con capacidad de 14,104 MW, que tienen asegurada su venta de electricidad a la CFE durante 25 años.

CFE dejó de construir centrales propias. Además ante cualquier evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida a una de estas plantas PEE generar electricidad, se puede excusar del cumplimiento, pero continúa cobrando los cargos fijos. Asimismo CFE asume todos los riesgos y costos asociados. La

CFE está obligada por contrato a comprar, suministrar y transportar el gas a 13 centrales PEE, asumiendo todos los riesgos de operación y confiabilidad.

Además, con la actual legislación, estas centrales pueden incorporarse al Mercado Mayorista para generación privada.

1. Acciones equivocadas en la planeación integral del Sistema Eléctrico Nacional.

La separación institucional del proceso de planeación que establece la Ley, asignando responsabilidades a la Secretaría de Energía, CENACE y CFE Distribución, ocasionan que se pierda el análisis integral del sistema eléctrico y cancelan la posibilidad de diseñar la expansión óptima del sistema, con lo que no es posible garantizar los menores costos totales en el largo plazo, repercutiendo en altos costos del servicio eléctrico a la población y a las actividades económicas.

La Comisión Reguladora de Energía, otorgó permisos a Centrales Eléctricas, dando lugar a la necesidad de refuerzos de la Red Nacional de Transmisión, que requieren inversiones cuantiosas que rebasan la capacidad financiera de las empresas productivas del Estado.

Desde la promulgación de la Reforma Energética a la fecha, no se ha iniciado la construcción de un solo refuerzo de la Red Nacional de Transmisión al amparo de la LIE.

Además, se ha interconectado al sistema eléctrico una gran capacidad de Centrales Eléctricas renovables y convencionales, lo cual ha saturado la red eléctrica en algunas regiones del país, comprometiendo la Confiabilidad y seguridad del suministro del servicio eléctrico.

El proceso de planeación que establece la ley carece de criterios de utilidad y servicio público y pone en riesgo el suministro confiable de la electricidad.

2. Manejo del Mercado eléctrico

El Mercado Eléctrico Mayorista inició operaciones en enero de 2016. Sin embargo, aunque está toda-

vía en una etapa incipiente de implementación, se ha reflejado en algunos casos un desbalance energético.

A pesar de existir un número creciente de participantes privados, la CFE representa en el mercado, a través de sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, casi a la totalidad de la demanda y alrededor del 90% de la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior incluye la representación en el Mercado por parte de CFE de las Centrales Externas Legadas y los Contratos de Interconexión Legados. Cabe hacer la aclaración, de que a la CFE le corresponde representar a los productores privados en el mercado eléctrico.

Las Empresas Productivas de la Comisión Federal de Electricidad no han participado en igualdad de condiciones que el resto de los Participantes del Mercado, lo que ha impactado de manera negativa sus finanzas. Entre las condiciones de inequidad, se mencionan a las siguientes:

- El costo de las reservas operativas y reservas de regulación secundaria asignadas en el Mercado, han sido pagadas casi en su totalidad por CFE Suministro Básico.
- Los servicios conexos regulados, como es el caso del servicio de condensador síncrono y arranque negro han sido proporcionados por las Centrales Eléctricas de la CFE; sin embargo, el costo de estos servicios no le han sido retribuidos.
- CFE, a través del Generador de Intermediación, absorbe el déficit que se tiene por los costos de transmisión, distribución y servicios conexos que no son cubiertos con las tarifas actuales de Porteo y Respaldo que se aplican fuera del Mercado a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados.
- No se ha permitido que CFE Suministro Básico celebre contratos de cobertura eléctrica de manera directa, como el resto de los participantes.

3. Impacto negativo del sistema tarifario.

Para evaluar el impacto de las tarifas autorizadas por la CRE, se pueden considerar los siguientes resultados en el año 2018:

- Los costos totales reportados por el Mercado Eléctrico Mayorista, más los costos de la operación de los Servicios de Suministro Básico, fueron de 533,444 millones de pesos.
- Los ingresos por venta de energía para la CFE Suministro Básico, fueron por 390,039 millones de pesos.
- La transferencia de recursos considerados en el Presupuesto de Egresos de la Federación fue por un monto 81,405 millones de pesos de subsidio para el Suministro Básico.
- En consecuencia, la diferencia de 61,999 millones de pesos fue cubierta con cargo a las finanzas de CFE y sus empresas subsidiarias, provocando una grave afectación financiera y reduciendo su capacidad de inversión en la planta productiva.

El esquema tarifario de la CRE no reconoce el total de los costos de cada uno de los procesos de la CFE, ni las utilidades a las que por ley tiene derecho.

El caso más grave está en el costo de producción que reconoce la CRE para efecto de establecer las tarifas. De esta manera:

- Los costos totales reales de generación de las centrales de CFE con contratos legados en 2018, fueron de 358,872 millones de pesos.
- El costo reconocido por la CRE como costo total de generación, fue de 313,300 millones de pesos.
- La CRE fijó tarifas sobre la base de este costo de generación, que no corresponde al costo real total.

- En consecuencia, las tarifas establecidas, al no reconocer el costo total real, le provoca a la CFE una pérdida por un monto de 45,572 millones de pesos en un año.

En relación a las tarifas del servicio público de transmisión y distribución que estableció la CRE en 2016, no cubren sus costos reales.

A CFE Suministrador de Servicio Básico, le cobran la tarifa establecida por la CRE para los participantes del mercado; pero para el caso de los contratos legados, que son representados por la CFE, cobra este servicio a una tarifa de porteo mucho menor que la que paga en el mercado; por lo que esta diferencia es absorbida por la CFE y se convierte en un subsidio para las utilidades de los contratistas legados, lo que se estima en el orden de 7,000 millones de pesos anuales.

Desde el punto de vista de la sociedad y la economía, se puede observar que las tarifas eléctricas tuvieron un aumento importante a partir de 2017, con un incremento de 17.06% respecto a 2016; como se puede observar en la siguiente gráfica.

Cabe señalar que la tarifa que tuvo el mayor aumento de 2012 a 2018, fue la de servicios públicos (agua, alumbrado), con un incremento nominal de 68.24%, provocando impacto presupuestario en numerosos municipios.

La tarifa doméstica tuvo el menor aumento (3.8%) en el mismo periodo, con subsidios mayoritariamente.

Como se puede observar, las fluctuaciones de las tarifas no corresponden con la evolución de los precios de las energías primarias, ni con lo prometido por la reforma. Ello demuestra que las metodologías para establecer las tarifas por la CRE resultan inadecuadas.

Lo anterior indica un proceso desordenado de la reforma energética en materia de electricidad, toda vez, que la CFE quedó debilitada y los usuarios sufrieron un impacto en su economía familiar y comercial.

Precios medios por sector tarifario (\$/kWh)												
Sector tarifario	2012	2013	2014	2015	2016	2017	dic-17	2018	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
Doméstico	1.19	1.16	1.20	1.20	1.19	1.19	1.31	1.23	1.38	1.39	1.35	1.33
Comercial	2.91	2.95	3.04	2.80	2.85	3.45	3.38	3.28	3.55	3.58	3.57	3.60
Servicios	2.08	2.26	2.36	2.52	2.66	2.84	2.80	3.50	3.68	3.79	3.73	3.74
Agrícola	0.59	0.54	0.49	0.56	0.59	0.61	0.59	0.57	0.60	0.59	0.58	0.58
Media Tensión	1.65	1.69	1.75	1.42	1.40	1.81	2.19	2.09	2.23	2.26	2.34	2.29
Alta Tensión	1.28	1.32	1.38	1.06	1.04	1.39	1.59	1.58	1.59	1.63	1.63	1.62
Total	1.50	1.53	1.58	1.39	1.39	1.65	1.88	1.79	1.94	1.95	1.95	1.91

FUENTE: NOTA: A partir de diciembre del 2017 entró en vigor el esquema tarifario derivado de la Reforma Energética.

4. Consecuencias para la CFE, derivadas del mandato de su estricta separación legal.

En el Décimo Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, a la Secretaría de Energía (SENER) se le confirió la atribución, en materia de electricidad, de establecer los términos de la estricta separación legal:

Los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, fueron publicados el lunes 11 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación. Sin embargo durante el periodo de aplicación de dichos Términos, no se cumplió con el propósito fundamental de “fomentar la operación eficiente del sector eléctrico”, ni de participar “de forma competitiva en la industria energética”, como marca la Constitución, debido a que la reorganización llevada a cabo por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Generación, con la creación de seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y una Empresa Filial (EF), incrementaron costos y redujeron la eficiencia de gestión tanto operativa como administrativa de la CFE, ya que la organización y distribución de activos fue inadecuada, lo que afectó la viabilidad de las empresas subsidiarias y afectó gravemente las finanzas de la Empresa Productiva.

La reorganización de los activos en cinco de las EPS se enfocó en que el grupo de Centrales Eléctricas

asignadas a cada una de ellas no tuviera preponderancia regional y con ello alcanzar un equilibrio en resultados económicos conjuntos.

Como ejemplo de dicha reorganización se separaron centrales termoeléctricas, que se encuentran dentro de un mismo espacio físico; y de forma ineficiente, se separaron centrales hidroeléctricas como Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, que se encuentran instaladas sobre el cauce del río Grijalva, al ser asignadas a subsidiarias distintas y separadas regionalmente, todo lo cual contradice de manera directa el mandato constitucional.

Lo anterior trajo como consecuencia una operación ineficiente, por las distancias y la pérdida de la especialización alcanzada en las subgerencias técnicas regionales, además de la complicación administrativa para la transferencia de refacciones y de personal especializado entre las EPS de Generación, lo que provocó gastos adicionales e innecesarios.

La disponibilidad de las Centrales Eléctricas de CFE pasó de 86.65% en 2015, a 76.89% en 2018, lo que obligó a despachar a centrales más costosas; por su parte, la eficiencia térmica neta pasó de 33.90% a 33.45% en este mismo periodo, lo que incrementa directamente el costo variable del kWh.

La Auditoría Superior de la Federación (ASF) señaló que 4 de las EPS de Generación no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, vulnerando lo dispuesto en el artículo 134 Constitucional.

También mencionó que la estrategia de administración del portafolio de centrales eléctricas de cada empresa no repercutió en la generación de energía al mejor costo, además, las estrategias de optimización de éstas no se sustentaron en la eficiencia para generar energía al menor costo. La ASF añadió que dos de las EPS tuvieron utilidades, pero su rentabilidad fue baja¹.

La forma como ha operado dicha separación legal en materia de eficiencia y de optimización en la adquisición de combustibles a menor costo no funcionaron satisfactoriamente, ya que los costos se incrementaron, lo que va en contra del espíritu del contrato de cobertura legado entre las Centrales Eléctricas de CFE y Suministro Básico que se plasmó en el Transitorio Décimo Noveno de la LIE.

5. Afectación operativa y daño financiero para la CFE.

La problemática en la operación financiera de la CFE, se ha presentado en diferentes frentes desde el no reconocimiento de costos reales, que la CFE se ha visto obligada a cubrir y que en realidad le corresponden a los participantes del Mercado, como es el caso de la regulación del sistema eléctrico, en el que toda la responsabilidad se asignó a las centrales de generación propiedad de la CFE.

La entrada del nuevo esquema tarifario en diciembre de 2017, significó una distorsión en la estructura tarifaria, la cual fue compensada con una significativa disminución de las tarifas e inclusive, se instruyó a la empresa de aplicar esos cargos tarifarios muy bajos de forma retroactiva. El resultado fue que durante el primer trimestre de 2018, CFE tuvo que recurrir a la contratación de líneas de crédito, para balancear su flujo de efectivo durante esos meses.

Otros efectos correspondieron a los generados por los Términos de Estricta Separación Legal, que originaron sobre costos principalmente relacionados con pago de impuestos y pérdidas en otras empresas de la cadena productiva. Además del pago de garantías innecesarias y operaciones entre empre-

sas que solo representaron el encarecimiento de los procesos.

Actualmente solo la CFE cubre todos los costos por desastres naturales; en tanto que los participantes privados del Mercado Eléctrico Mayorista están exentos.

Financiamiento en la inversión y contratación del servicio de transporte del gas natural.

Se construyó una red de gasoductos por inversionistas bajo un contrato de arrendamiento a un periodo de 25 años impactando financieramente la generación de electricidad con este combustible. Mientras que CFEnergía no puede aplicar tarifas con costos reales de combustible a los generadores privados.

Se ha incrementado la dependencia nacional por la importación de gas natural, combustible que contribuye mayormente a la generación de electricidad.

En materia de transporte de gas natural, CFE recibió contratos de servicios de transporte de gas asignados a diferentes empresas, con tarifas de costos fijos que implican el pago de más de 70,000 millones de dólares con término hacia el año 2043, cifra que no solo representa el pago de varias veces la inversión realmente erogada, sino altos costos de financiamiento con ganancias extraordinarias para los inversionistas, quienes conservarán la propiedad de los gasoductos.

En conclusión, la Reforma Energética en materia de electricidad tuvo como resultado principal, reducir las capacidades operativas, financieras, de inversión y de servicio de la Empresa productiva del Estado CFE, lo que demuestra el imperativo de su rescate, mediante una política energética fundada en el principio del interés general, público y nacional, que le permita participar en igualdad de condiciones en la industria eléctrica.

¹ "Desempeño de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad". Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2017. Auditoría Superior de la Federación. Febrero de 2019. Visto en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2017b/documentos/marco/Informe_oct2018_CP.pdf