

TERCERA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

TÉRMINOS para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.- Subsecretaría de Electricidad.- Dirección General de Reestructuración y Supervisión de Empresas y Organismos del Estado en el Sector Eléctrico.- Oficio 317.043/16.

VÍCTOR HUGO LUQUE SALCEDO, Director General de Reestructuración y Supervisión de Empresas y Organismos del Estado en el Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía, con fundamento en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 8, 11, fracciones VII y XVII, y Transitorios Tercero y Cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, LIE); 5, fracción I, 10, 57 y Transitorio Cuarto de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (en adelante, Ley de la CFE), y en los artículos 33, fracción XXVII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 11, fracciones X y XII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y:

CONSIDERANDO

Que el artículo 4 de la Ley de la CFE, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, establece que la Comisión Federal de Electricidad tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario;

Que el artículo 10 de la Ley de la CFE establece que, para salvaguardar el acceso abierto, la operación eficiente y la competencia en la industria eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (en adelante, CFE) realizará las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, la Proveeduría de Insumos Primarios para la industria eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de manera estrictamente independiente entre ellas, para lo cual establecerá la separación contable, funcional y estructural que se requiera entre sus divisiones, regiones, empresas productivas subsidiarias (en adelante, EPS) y empresas filiales (en adelante, EF) de acuerdo con la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la Secretaría de Energía, la normatividad en materia de competencia económica y la regulación que para tal efecto establezca la Comisión Reguladora de Energía;

Que el artículo 57 de ese mismo ordenamiento establece que las EPS y EF de la CFE operarán conforme a lo dispuesto en la LIE, en términos de la estricta separación legal que establezca la Secretaría de Energía, por lo que su participación en los mercados será de manera independiente;

Que el artículo 61 de la Ley de la CFE en su último párrafo señala que la fusión, creación, liquidación o escisión de EPS y EF, así como la transferencia de activos se hará teniendo como principal objetivo la creación de valor económico para la Nación;

Que el Transitorio Cuarto de la Ley de la CFE señala que las disposiciones que emita la Secretaría de Energía para la separación a que se refiere el Transitorio Cuarto de la LIE deberán considerar, entre otras cuestiones, la composición, proceso de selección, facultades y demás atributos de los Consejos de Administración y de los Directores Generales de las EPS y EF que se creen, así como la asignación de activos a ambas;

Que el artículo 8 de la LIE dispone que la generación, transmisión, distribución, comercialización y la proveeduría de insumos primarios para la industria eléctrica se realizarán de manera independiente entre ellas y bajo condiciones de estricta separación legal; y que de la misma manera, se separarán el Suministro de Servicios Básicos y las otras modalidades de comercialización;

Que el mismo artículo 8 de la LIE señala que la Secretaría de Energía establecerá los términos de estricta separación legal que se requieran para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico y vigilar su cumplimiento, y el artículo 11, fracción VII, de ese mismo ordenamiento faculta expresamente a la Secretaría de Energía para establecer y vigilar los términos para la separación legal de integrantes de la industria eléctrica y la desincorporación de activos, derechos, partes sociales o acciones;

Que el Transitorio Tercero del decreto de promulgación de la LIE establece que durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica, la CFE y el CENACE, según corresponda, continuarán prestando los servicios de generación, transmisión, distribución, comercialización y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional con la finalidad de mantener la Continuidad del Suministro Eléctrico;

Que según lo previsto en el Transitorio Tercero del decreto de promulgación de la LIE, corresponde a esta Secretaría de Energía coordinar la reestructura de la industria eléctrica, definir los plazos del periodo de reestructura y establecer las políticas y acciones que se requieran para conducir los procesos para su implementación; así como interpretar la LIE para efectos administrativos durante el periodo de reestructura de la industria eléctrica para asegurar su implementación eficiente y racional;

Que el Transitorio Cuarto de la LIE ordena a la CFE realizar la separación contable, operativa, funcional y legal que corresponda a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y prevé que la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de sus atribuciones, establecerán los términos bajo los cuales la CFE llevará a cabo dicha separación, la cual será vertical entre las distintas líneas de negocio y horizontal entre una misma línea de negocio, conforme a lo siguiente:

- I. Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización dentro de la CFE observarán una estricta separación vertical, que deberá ser legal;
- II. La generación deberá observar una separación legal, desde el punto de vista horizontal, en un número tal de unidades de negocio diferentes que fomente la operación eficiente del sector y se sujete a criterios de competencia y libre concurrencia en el mismo; y,
- III. La distribución deberá observar una separación horizontal por regiones, que podrá ser contable, operativa y funcional o legal, de manera tal que permita fomentar la operación eficiente del sector y contar con información para realizar análisis comparativos de desempeño y eficiencia en las operaciones;

Que de acuerdo con las disposiciones 1.1.1, inciso a), y 1.1.2, inciso b) de los términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad emitidos por la Secretaría de Energía el 28 de diciembre de 2015 y publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de enero de 2016 (en adelante TESL-CFE), la naturaleza, objeto y alcance de este instrumento es permitir que la nueva organización de la CFE facilite a esta empresa productiva del Estado, y a sus EPS y EF, participar con eficacia y de forma competitiva en la industria energética, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, entre otros;

Que de acuerdo con la disposición 2.4.1 de los TESL-CFE, la Secretaría de Energía definirá las Centrales Eléctricas y demás instalaciones que la CFE deberá asignar en forma específica a cada una de las empresas de Generación a que se refiere la disposición 2.3.1 de ese mismo instrumento, así como los contratos que les corresponderá administrar en forma específica a cada una de esas empresas de Generación y las Centrales Eléctricas que, en virtud de esos contratos, les corresponderá representar en el Mercado Eléctrico Mayorista; y,

Que de acuerdo con la disposición 2.4.2 de los TESL-CFE, el portafolio de Centrales Eléctricas y contratos para cada una de las empresas de Generación que defina la Secretaría en los términos de la disposición 2.4.1 será seleccionado con el objetivo de asegurar que cada una de esas empresas pueda participar en el Mercado Eléctrico Mayorista sin detentar poder de mercado a nivel regional o nacional, considerando la diversidad regional tanto de la demanda como de la generación y las restricciones de transmisión entre regiones, salvo en los pequeños sistemas eléctricos a los que se refiere la LIE donde no sea económicamente viable, y tenga condiciones similares de sostenibilidad financiera y rentabilidad, considerando una mezcla equilibrada de tecnologías, combustibles, eficiencias y vida útil remanente, y tomando en consideración las economías tanto de escala como de alcance.

He tenido a bien emitir los siguientes:

TÉRMINOS PARA LA ASIGNACIÓN DE ACTIVOS Y CONTRATOS PARA LA GENERACIÓN A LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y EMPRESAS FILIALES DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

1. Objeto y alcance

- 1.1.** El presente instrumento define las Centrales Eléctricas y demás instalaciones que la CFE deberá asignar en forma específica a cada una de las empresas de Generación a que se refiere la disposición 2.3.1 de los TESL-CFE, así como los contratos que les corresponderá administrar en forma específica a cada una de esas empresas de Generación y las Centrales Eléctricas que, en virtud de esos contratos, les corresponderá representar en el MEM por la capacidad contratada, de conformidad con lo previsto en la disposición 2.4.1 de los TESL-CFE. Lo anterior, permitiendo que la nueva organización de la CFE facilite a esta empresa productiva del Estado, y a sus EPS y EF, participar con eficacia y de forma competitiva en la industria energética, generando valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano. Asimismo, se emite el Anexo Metodológico que contiene el procedimiento seguido para la definición de los portafolios de cada una de las empresas de generación.
- 1.2.** La asignación propuesta por la Secretaría tiene por objeto garantizar el desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional, procurando la viabilidad financiera de las EPS y EF.
- 1.3.** El portafolio de Centrales Eléctricas y contratos para cada una de las empresas de Generación que la Secretaría de Energía determina en este instrumento se definió con el objetivo de asegurar que cada una de esas empresas:
- (a)** pueda participar en el MEM sin detentar poder de mercado a nivel regional o nacional, considerando la diversidad regional tanto de la demanda como de la generación y las restricciones de transmisión entre regiones, salvo en los pequeños sistemas eléctricos a los que se refiere la LIE donde no sea económicamente viable; y,
 - (b)** tenga condiciones similares de sostenibilidad financiera y rentabilidad, considerando una mezcla equilibrada de tecnologías, combustibles, eficiencias y vida útil remanente, y tomando en consideración las economías tanto de escala como de alcance.
- 1.4.** Las disposiciones contenidas en el presente instrumento son de observancia obligatoria tanto para la CFE como para sus EPS y EF, y seguirán siendo obligatorias en caso de que las EPS cambien su estatus jurídico al de EF.

2 Términos definidos

Además de las definiciones del artículo 3 de la LIE, para efectos del presente instrumento se entenderá por:

- (a) EF:** Las empresas filiales a que se refiere el artículo 59 de la Ley de la CFE
- (b) EPS:** Las empresas productivas subsidiarias a que se refiere el artículo 58 de la Ley de la CFE;
- (c) Generación:** La generación de electricidad en Centrales Eléctricas que requiera u obtenga permiso de la CRE y la representación de dichas Centrales Eléctricas en el MEM;
- (d) MEM:** Para efectos de la presente resolución, tanto el Mercado Eléctrico Mayorista como las subastas que corresponda llevar a cabo al CENACE conforme a la LIE;
- (e) TESL-CFE:** Los términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad emitidos por la Secretaría de Energía publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de enero de 2016.
- (f) C.T.:** Central Termoeléctrica Convencional, incluye centrales de tecnología Carboeléctrica.
- (g) C.C.C.:** Central de Ciclo Combinado
- (h) C. COG.:** Central de Cogeneración

- (i) **C.C.I.:** Central de Combustión Interna
- (j) **C.E.:** Central Eólica
- (k) **C.G.:** Central Geotérmica
- (l) **C.H.:** Central Hidroeléctrica
- (m) **C.FV.:** Central Solar Fotovoltaica
- (n) **C.TG.:** Central Turbo Gas
- (o) **EME:** Ensemble de Membrana de Electrodo
- (p) **UME:** Unidad Móvil de Emergencia

3 Asignación de activos y contratos para la Generación

- 3.1** Las Centrales Eléctricas que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación I" son las que se identifican en la disposición 4 siguiente.
- 3.2** Las Centrales Eléctricas que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación II" son las que se identifican en la disposición 5 siguiente.
- 3.3** Las Centrales Eléctricas que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación III" son las que se identifican en la disposición 6 siguiente.
- 3.4** Las Centrales Eléctricas que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación IV" son las que se identifican en la disposición 7 siguiente.
- 3.5** Los contratos que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación V" son las que se identifican en la disposición 8 siguiente.
- 3.6** Las Centrales Eléctricas que la CFE deberá asignar a la empresa productiva subsidiaria denominada "CFE Generación VI" son las que se identifican en la disposición 9 siguiente.
- 3.7** Las Redes Particulares y demás instalaciones eléctricas asociadas a cada una de las Centrales Eléctricas identificadas en las disposiciones 4 a 9 siguientes también deberán ser asignadas por la CFE a la EPS o EF correspondiente cuando se requieran para el funcionamiento y la debida operación de la Central Eléctrica de que se trate, observando para ello lo previsto en la disposición 2.5 de los TESL-CFE.
- 3.8** Los contratos y demás instrumentos jurídicos que requieran las empresas a que se refieren las disposiciones 3.1 a 3.6 anteriores para representar en el MEM a las Centrales Eléctricas que en los términos de este instrumento les sean asignadas también deberán ser asignados, o transferidos para su debida administración, por la CFE a la EPS correspondiente, para lo cual se deberá observar lo previsto en las disposiciones 2.4.5 a 2.4.7 de los TESL-CFE.
- 3.9** En caso de que la CFE elija utilizar a una de sus empresas de Generación para representar a la central nucleoeléctrica Laguna Verde en el Mercado Eléctrico Mayorista, esa empresa deberá ser necesariamente la EPS denominada CFE Generación III.

4 Centrales Eléctricas que deberán ser asignadas a CFE Generación I

- C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte)
- C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)
- C.H. Bacurato
- C.H. Boquilla
- C.H. Camilo Arriaga (El Salto)
- C.H. Colina
- C.H. Electroquímica
- C.H. Ing. Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)

- C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula)
- C.C.I. Baja California Sur I
- C.C.I. Baja California Sur V (Coromuel)
- C.TG. Nonoalco
- C.TG. Aragón
- C.TG. Atenco
- C.TG. Coapa
- C.TG. Coyotepec
- C.H. Gral. Salvador Alvarado (Sanalona)
- C.H. Humaya
- C.H. Luis Donaldo Colosio Murrieta (Huites)
- C.H. Malpaso
- C.H. Micos
- C.H. Mocúzari
- C.H. Oviáchic
- C.C.C. El Sáuz
- C.T. Salamanca
- C.H. Pdte. Plutarco Elías Calles (El Novillo)
- C.H. Profr. Raúl J. Marsal C. (Comedero)
- C.H. Santa Bárbara
- C.H. Tingambato
- C.C.C. Centro I
- C.T. Villa de Reyes
- C.TG. Cuautitlán
- C.TG. Ecatepec
- C.TG. Iztapalapa
- C.TG. Magdalena
- C.TG. Remedios
- C.TG. Santa Cruz
- C.TG. Vallejo
- C.TG. Victoria
- C.TG. Villa de las Flores
- UME-01
- UME-09
- UME-10
- UME-11

5 Centrales Eléctricas que deberán ser asignadas a CFE Generación II

- C.H. Las Cruces [Proyecto – 2020*]
- C.H. Aguamilpa Solidaridad
- C.H. Ing. Alfredo Elías Ayub (La Yesca)
- C.H. Bartolinas
- C.H. Botello
- C.H. Cóbano
- C.H. Colimilla
- C.H. Cupatitzio
- C.H. Gral. Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)
- C.H. Itzicuario
- C.C.C. Agua Prieta II (incluye termosolar)
- C.C.C. Chihuahua II (El Encino)
- C.C.C. San Lorenzo Potencia
- C.C.C. Poza Rica
- C.T. Carbón II
- C.T. Altamira
- C.H. Jumatán
- C.H. Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)
- C.H. Luis M. Rojas (Intermedia)
- C.H. Platanal
- C.H. Puente Grande
- C.H. San Pedro Porúas
- C.H. Tirio
- C.H. Valentín Gómez Farías (Agua Prieta)
- C.H. Zumpimito
- C.C.C. Tula
- C.C.C. Valle de México
- C.C.C. Valle de México II [Proyecto – 2017*]
- C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)
- C.T. Valle de México
- C.C.I. Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)
- UME-05

6 Centrales Eléctricas que deberán ser asignadas a CFE Generación III

- C.H. Falcón
- C.H. Infiernillo
- C.C.C. Gómez Palacio
- C.C.C. Manzanillo I
- C.T. Francisco Villa

- C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)
- C.T. José Aceves Pozos (Mazatlán II)
- C.FV. Santa Rosalía
- C.TG. Caborca
- C.TG. Cd. Constitución
- C.TG. Ciprés
- C.TG. Culiacán
- C.TG. Los Cabos
- C.TG. Mexicali
- C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)
- C.H. La Amistad
- C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)
- C.T. Juan de Dios Bátiz Paredes (Topolobampo)
- C.T. Presidente Juárez (Rosarito)
- C.C.I. Santa Rosalía
- UME-02
- UME-03
- UME-04
- UME-07
- C.H. La Villita
- C.C.C. Presidente Juárez (Rosarito)
- C.T. Puerto Libertad
- C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)
- UME-12
- UME-15
- UME-16
- EME-14
- EME-18
- EME-20

7 Centrales Eléctricas que deberán ser asignadas a CFE Generación IV

- C.H. Angostura II Acala-Chilapan [Proyecto – 2021*]
- C.H. Belisario Domínguez (Angostura)
- C.C.C. Samalayuca II
- C.C.C. Empalme II (Guaymas III) [Proyecto – 2018*]
- C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)
- C.T. Benito Juárez (Samalayuca)
- C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)
- C.H. Chicoasén II [Proyecto – 2018*]

- C.T. Manzanillo II
- C.T. Punta Prieta
- C.TG. Laguna-Chávez
- C.TG. Fundidora (TG. Monterrey)
- C.TG. Juárez
- C.TG. La Paz
- C.TG. Leona (TG. Monterrey)
- C.TG. Monclova
- C.TG. Tecnológico (TG. Monterrey)
- C.TG. Universidad (TG. Monterrey)
- C.TG. 229 TG Baja California II Fase I
- C.TG. Tijuana

8 Contratos que deberán ser asignadas a CFE Generación V

Todas las centrales licitadas o por licitar bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE) se asignarán a CFE Generación V, a saber:

- C.C.C. Mexicali PIE
- C.C.C. Fuerza y Energía de Hermosillo PIE
- C.C.C. Naco Nogales PIE
- C.C.C. El Sáuz- Bajío PIE
- C.C.C. Mérida III PIE
- C.C.C. Transalta Campeche PIE
- C.C.C. Valladolid III PIE
- C.C.C. Altamira II PIE
- C.C.C. Altamira III y IV PIE
- C.C.C. Altamira V PIE
- C.C.C. Monterrey III (Dulces Nombres) PIE
- C.C.C. Río Bravo II (Anáhuac) PIE
- C.C.C. Río Bravo III PIE
- C.C.C. Río Bravo IV PIE
- C.C.C. Saltillo PIE
- C.C.C. Tamazunchale PIE
- C.E. La Venta III PIE
- C.E. Oaxaca I PIE
- C.E. Oaxaca II PIE
- C.E. Oaxaca III PIE
- C.E. Oaxaca IV PIE
- C.E. Sureste I Fase II
- C.E. Sureste IV

- C.C.C. Tuxpan II (Tres Estrellas) PIE
- C.C.C. Tuxpan III y IV PIE
- C.C.C. Tuxpan V PIE
- C.C.C. La Laguna II PIE
- C.C.C. Norte Durango PIE
- C.C.C. Norte II PIE
- C.C.C. Transalta Chihuahua III PIE
- C.C.C. Baja California III (La Jovita) PIE
- C.C.C. Norte III (Juárez) PIE
- C.C.C. Noroeste (Topolobampo II) PIE
- C.C.C. Topolobampo III PIE
- C.C.C. Noreste (Escobedo) PIE

9 Centrales Eléctricas que deberán ser asignadas a CFE Generación VI

- C.H. Portezuelos II
- C.H. Bombaná
- C.H. Chilapan
- C.H. Colotlipa
- C.H. Encanto
- C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)
- C.C.C. Dos Bocas
- C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
- C.T. José López Portillo (Río Escondido)
- C.T. Lerma
- C.E. Sureste II
- C.E. Sureste III
- C.E. La Venta
- C.E. Yuumil'iik
- C.G. Los Azufres
- C.G. Tres Vírgenes
- C.TG. Cancún
- C.TG. Chankanaab
- C.TG. Ciudad del Carmen
- C.TG. Huinalá
- C.TG. Mérida II
- C.TG. Nachi-Cocom
- C.H. Ixtaczoquitlán
- C.H. José Cecilio del Valle

- C.H. Mazatepec
- C.H. Minas
- C.H. Portezuelos I
- C.C.C. Hermosillo
- C.C.C. Empalme I (Guaymas II) [Proyecto – 2017*]
- C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)
- C.T. Mérida II
- C.FV. Cerro Prieto
- C.G. Azufres III Fase I
- C.G. Cerro Prieto
- C.G. Humeros
- C. COG Salamanca Fase I
- C.TG. Nizuc
- C.TG. Xul-Ha
- C.C.I. Guerrero Negro II
- C.C.I. Guerrero Negro III
- C.C.I. Guerrero Negro IV
- C.TG. Vizcaíno
- C.H. Schpoiná
- C.H. Tamazulapan
- C.H. Temascal
- C.H. Texolo
- C.H. Tuxpango
- C.C.C. Huinalá
- C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)
- C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
- C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)
- C.E. Puerto Viejo
- C.G. Azufres III Fase II [Proyecto – 2018*]
- C.G. Cerritos Col [Proyecto – 2019*]
- C.C.I. Hol-Box
- UME-06
- UME-08
- UME-13
- UME-14
- C.G. Humeros III Fase A

10 Disposiciones finales

10.1 Cualquier tema no previsto o no resuelto en el presente instrumento podrá ser sometido a la opinión de esta Secretaría por parte de la CFE o de las EPS de la CFE.

ANEXO METODOLÓGICO

En este anexo se presenta el procedimiento que se siguió para la definición de portafolios de generación de las empresas de CFE.

Enfoque metodológico

La metodología para la separación horizontal de las compañías de generación de CFE se basa en el análisis de poder de mercado, y por lo tanto, en los mercados de corto plazo de acuerdo a prácticas internacionales, esto es, en los precios horarios de energía resultantes del despacho económico en el Mercado del Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real.

El enfoque utilizado estuvo integrado por las siguientes etapas:

1. La primera etapa consistió en la definición de mercados relevantes dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); atendiendo a sus dimensiones temporal y geográficas.
2. La segunda etapa consistió en realizar una propuesta de asignación de centrales, con el fin de minimizar el poder de mercado teniendo en consideración posibles efectos negativos que pudieran resultar en deseconomías de escala.
3. Con este resultado, se establecieron índices de concentración Herfindahl-Hirschman (IHH) de referencia para cada mercado.
4. Con el fin de incorporar condiciones operativas que, de soslayarse pudieran ocasionar costos adicionales o innecesarios para las empresas de generación, se contó con la participación de CFE para identificar posibles sobrecostos de esta asignación y en su caso proponer configuraciones alternativas que permitieran evitarlos. Se compararon los IHH resultantes de esta configuración alternativa contra los IHH de referencia obtenidos en la etapa 3. Cuando los incrementos fueron de magnitud poco significativa (*i.e.*, incrementos en el IHH menores o iguales a 200 puntos) o el nivel absoluto del IHH fue inferior o igual a 2,000 puntos), se admitió la configuración propuesta por CFE. Cuando los incrementos fueron superiores a 2,000 y menores a los 2,500 puntos (umbral utilizado por la Federal Energy Regulatory Commission –FERC- con el fin de descartar riesgos de poder de mercado¹), se evaluó la validez de la condición operativa generada por el incremento en el índice de concentración.

Información utilizada

Con el fin de evaluar el poder de mercado ante distintas configuraciones de empresas generadoras de la CFE se utilizó la generación proyectada en el PRODESEN 2015, el cual hace una proyección de la generación por central para los próximos 15 años. De igual forma, para determinar el impacto en los distintos mercados que cada una de las centrales de generación de la CFE tienen en cada uno de los nodos del Sistema Eléctrico Nacional se utilizaron los flujos de potencia y los costos de generación previstos en dicho documento.

Universo de Centrales y Periodos Analizados

Se consideraron dos años para el análisis: el 2016 y el 2022. Por esta razón se consideraron las siguientes centrales:

- Centrales existentes de CFE en 2016.
- Centrales Firmes de acuerdo al PRODESEN 2015, tanto de CFE como de terceros, que estarán en operación antes de 2022.
- Centrales de Productores Independientes de Energía existentes en 2016 y que entrarán en operación antes de 2022.

¹ Federal Energy Regulatory Commission. 107 FERC ¶ 61,018.P 111.

Etapas 1: Proceso de definición de mercados

Para determinar los mercados relevantes, que son la base para el análisis de separación horizontal de los activos de generación de CFE, se realizó la Evaluación de Precio Entregado (*Delivered Price Test*, "DPT") del apéndice A del documento *Merger Policy Statement* publicado por la FERC. La evaluación DPT mide la Capacidad Económica que tienen los generadores para participar en los mercados, la cual se define como la cantidad de energía que pueden suministrar al mercado a un costo de entrega menor al 105%² del precio en el mercado de destino (previo ajuste de la energía entregada por posibles pérdidas en la red de transmisión).

La posibilidad de ejercer poder de mercado no es uniforme a lo largo del día ni a lo largo del año. Por ejemplo, la capacidad de ejercer poder de mercado puede ser distinta en temporadas secas o de lluvias, asimismo, las dinámicas de poder de mercado pueden ser distintas en las horas pico y en horas no pico. Por esta razón, se llevó a cabo un análisis integral, con el propósito de entender el poder de mercado en periodos específicos.

Específicamente, se evaluó el mercado en periodos de demanda pico, intermedia y base, que conforman una muestra razonablemente representativa de las distintas condiciones del mercado, lo cual es una condición clave para la aplicación del DPT. Se consideraron los periodos de carga base, intermedia y punta para cada uno de los 50 nodos del Sistema Eléctrico Nacional modelados en el PRODESEN 2015. Dado que se evaluaron periodos para dos años distintos (tres para 2016 y tres para 2022), son seis los periodos de análisis para cada uno de los 50 nodos, lo que da un total de 300 mercados que constituyen una buena representación del MEM.

Se considera que las unidades de generación pueden competir en alguno de los 300 mercados relevantes si están situadas dentro del mercado destino (y son económicas) o si pueden entregar energía en dicho mercado utilizando la red de transmisión. De esta forma, se elaboró una matriz para llevar a cabo la evaluación DPT, que incluye una columna para cada uno de los 300 mercados y un renglón para cada unidad de generación, y presenta en cada celda la cantidad de MW de las unidades que puede competir económicamente en cada mercado.

Etapas 2: Análisis de Separación Horizontal de CFE

Una vez establecidos los mercados relevantes y la participación potencial de cada unidad en dichos mercados, se llevó a cabo un análisis de concentraciones a partir de la matriz elaborada. En ella se indicó a qué compañía de generación de CFE pertenecería cada unidad, con lo que se obtuvo la Capacidad Económica de cada compañía en los mercados relevantes, y ésta se incluyó en una nueva matriz. Esta última matriz se utilizó para evaluar la participación de mercado de cada compañía de generación en los 300 mercados relevantes y para determinar cuánta disparidad habría entre los grados de participación de cada compañía en los distintos mercados. Esto, en turno, se utilizó como un insumo para el análisis de los portafolios óptimos.

Como se ha mencionado, la unidad de medición utilizada fue el IHH. El IHH es una herramienta estándar utilizada para evaluar cuán competitivo es un mercado. El IHH se obtiene sumando los cuadrados de la participación del mercado de cada participante. Por ejemplo, en un mercado donde se tienen 10 participantes con cuotas de mercado iguales, del 10%, el mercado tendrá un IHH de $10^2 \times 10 = 1,000$, mientras que un mercado donde hay un solo participante, la participación de éste sería del 100% (monopolio), por lo que este mercado tendrá un IHH de $100^2 = 10,000$.

En la optimización de los portafolios de las compañías generadoras de CFE se tomó en cuenta la mezcla de tecnologías, la antigüedad de las Centrales Eléctricas y la eficiencia de éstas. La elección de los distintos portafolios para cada compañía generadora de CFE requirió de un análisis exhaustivo y de la evaluación de distintos portafolios. Además, se debieron considerar tanto los riesgos de un alto grado de especialización de Centrales Eléctricas, como los beneficios económicos de una especialización. Es decir, tener un portafolio de Centrales Eléctricas con características similares, tanto técnicas como operacionales y de combustibles, pudiera resultar en costos menores dada la economía alcanzada por especializarse en un tipo de Centrales Eléctricas, pero dicha especialización haría a las EPS más vulnerables ante, por ejemplo, cambios en los costos de combustibles.

² 105% es el valor especificado por la FERC y refleja la idea de que los generadores que pueden entregar a este precio efectivamente compiten en el mismo mercado.

Consideraciones tomadas con el fin de evitar deseconomías a escala y otros costos derivados de la separación horizontal de la generación de CFE.

Por lo general, los activos que se asignarán a una compañía de generación de CFE, o Unidades de Asignación, son Centrales Eléctricas, de tal modo que las unidades de una misma Central Eléctrica no se asignan a distintas Compañías de generación de CFE. Además, se hicieron las siguientes excepciones con el fin de evitar costos al momento de separar la operación de diversas Centrales Eléctricas:

- Se permitió que las centrales poco significativas en términos de generación, y que en su conjunto generan menos del 25% de la generación nacional, permanecieran asignadas a las áreas de generación de las que dependen actualmente y siguieran su suerte en la asignación de centrales.
- Las centrales hidráulicas localizadas en la misma cuenca y las cuales no es conveniente separar por cuestiones de seguridad operativa, se trataron como una sola Unidad de Asignación.
- Dado que la explotación de la energía geotérmica requiere de capital humano especializado, se consideró más eficiente que todas las centrales geotérmicas sean asignadas a la misma compañía.
- Se consideró que los proyectos de repotenciación o extensión de las Centrales Eléctricas deben asignarse a la misma compañía a la que se le asigne la Central Eléctrica en la cual se realizarán los trabajos. Éste también fue el caso cuando una Central Eléctrica será remplazada por otra, ya sea en la misma ubicación o en otro sitio cercano.
- Se procuró que agrupar de esta manera los proyectos no afectara la competitividad de las compañías en el mercado, y se verificó que de realizarse la sustitución de una Central Eléctrica, la Central Eléctrica vieja y nueva no coexistan por periodos extendidos para evitar que ello aumente la participación de mercado de la compañía en la zona.

A su vez, en el ejercicio de minimización de poder de mercado se establecieron las siguientes consideraciones:

1. **Productores Independientes de Energía (PIE):** Los contratos y los ingresos de estas centrales serán administrados por una sola empresa, a fin de minimizar costos administrativos y asegurar la consistencia de criterios en su administración y gestión. La generación de esta empresa es considerada en el tamaño de los mercados y en los flujos de potencia del modelo.
2. **Nucleoeléctricas:** Dado su estatus particular, para efectos del análisis de concentración de mercado la Central Nuclear Laguna Verde se asignó a una compañía distinta de las señaladas en los numerales 3.1 a 3.6 de este documento. Esto implica que la central afecta el tamaño del mercado, pero no contribuye a la participación en el mercado de ninguna de las compañías de generación de CFE, y por lo tanto, no impacta el proceso de optimización de portafolios. Dado que la CFE tiene la opción, más no la obligación, de usar a una de las empresas de generación para representar la Central Nuclear Laguna Verde en el mercado, se realizó un análisis ex-post de la empresa que podrá representarla con menor impacto en las concentraciones de mercado.
3. **Otras centrales:** Los datos del PRODESEN 2015 se utilizaron para analizar el impacto en el tamaño del mercado de las centrales pertenecientes al sector privado (principalmente, cogeneración y autoabastecimiento), así como de los proyectos de Centrales Eléctricas futuras (ya sea proyectos firmes que no se asignarán a las compañías de CFE u otros proyectos de optimización necesarios para mantener los márgenes de reserva de capacidad). Estas Centrales Eléctricas, naturalmente, contribuyen al tamaño del mercado. Los datos de generación a partir de energías renovables incluidos en el PRODESEN 2015 (eólica, solar, geotermia y biomasa) se utilizaron en el análisis de competencia.
4. Dado el reducido tamaño de los mercados de Baja California y Baja California Sur, se estableció un número mínimo de empresas menor -en este caso, tres- para realizar el análisis.

Etapas 3: Establecimiento de los IHH de referencia

Una vez establecidas las restricciones operativas, se procedió a optimizar los portafolios de generación.

La función objetivo es minimizar el promedio, ponderado por carga, de los IHH de los 300 mercados relevantes, en un sistema en el que todas las Unidades de Asignación se colocan en un portafolio. Para simplificar el modelo, las unidades que deban operar juntas o que no se recomendaría que fueran operadas por distintas compañías se agruparon en una sola Unidad de Asignación.

La función de optimización es la siguiente:

$$f(IHH) = \sum_j \sum_l b_l \sum_k \left(\sum_i c_{ilj} x_{ik} \right)^2$$

donde:

x_{ik} = 1 si la Unidad de Asignación i se asigna a la compañía k , de lo contrario, el valor es 0.

c_{ilj} = la participación en el mercado dada la Capacidad Económica de cada Unidad de Asignación i en el mercado destino l en el tiempo de mercado j (esto es, la participación establecida en la matriz de análisis de mercado).

b_l = carga agregada en 2016 y en 2022 en el mercado destino l .

l = mercados destino, del 1 al 50

j = periodos de mercado, del 1 al 6 (3 en 2016, 3 en 2022).

k = Compañías 1 a K.

i = 1 a 111 Unidades de Asignación

El resultado fue que, con una configuración de seis empresas, donde todos los PIES se asignan a la misma empresa, y tras el proceso de optimización, de los 300 mercados identificados, 18 mercados mantienen una concentración con un IHH superior a los 2,500 puntos, y 12 de éstos, superior a los 3,000 puntos. Desde un punto de vista geográfico, los nodos Acapulco y los nodos en Baja California ligados a Tijuana, Ensenada y EUA-WECC presentan un IHH por arriba de 3,000 puntos en 2016; sin embargo, en 2022, dada la entrada prevista de proyectos firmes, ninguno de estos nodos presenta un IHH por arriba de 3,000 puntos, y sólo el mercado en Acapulco en periodo de carga de punta presenta un IHH por arriba de 2,500 puntos. Esto se debe a las restricciones en el sistema de transmisión.

Etapas 4: Evaluación de la propuesta de reasignación por parte de CFE

Con el fin de tomar en cuenta las condiciones operativas que pudieran estarse soslayando en el análisis de poder de mercado, se consideró la participación de la CFE en la reasignación de centrales. Dicha propuesta se evaluó con respecto a los IHH obtenidos en la etapa 3.

Se tomó el criterio de aceptar los cambios propuestos por CFE cuando dichos cambios ocasionaran una variación en el IHH menor o igual a 200 puntos, o bien, cuando el IHH resultante fuera inferior o igual a los 2,000 puntos, que es un umbral más restrictivo que el de 2,500 puntos usado por la FERC y que resulta adecuado con el fin de adoptar un criterio más conservador. En los casos en que el IHH fue mayor a 2,000 puntos, se procedió a analizar la razón de los incrementos.

Con esta propuesta, el único nodo donde el IHH se incrementó por arriba de 2,000 puntos en varios mercados temporales fue el de Guadalajara, que a su vez estuvo acompañado de incrementos en los niveles de concentración de Manzanillo y Tepic. Este incremento proviene de la inclusión de la central hidroeléctrica Agua Prieta dentro del grupo de las centrales del Río Santiago. CFE explicó que, si bien es hídricamente separable, el centro de control de todas las centrales del Río Santiago está ubicado en esta central, condición operativa que inicialmente no se había considerado en el análisis.

Por otra parte, se observó un incremento en la concentración en un mercado en Baja California, durante 2016, en el nodo Tijuana, una vez que en el análisis se reconoció las centrales Tijuana y Baja California II tienen condiciones de operación conjunta.

Finalmente, dos mercados en el nodo Los Cabos presentaron un incremento en los IHH mayor a 200 puntos que rebasó el umbral de 2,000 puntos adoptado por la Secretaría en el análisis. Dado que ese incremento está por debajo del umbral de 2,500 puntos y que ningún mercado presenta concentración en Baja California Sur en 2022, se consideró que este incremento en particular era aceptable, dado que en la propuesta de reasignación ajustada se incrementa el número de empresas que participarán en ese mercado, pasando de tres a cuatro.

Índices IHH optimizados (Etapa 3)

NODOS	2016 Punta	2016 Intermedia	2016 Base	2022 Punta	2022 Intermedia	2022 Base
01 HERMOSILLO	871.15	860.49	874.79	688.61	705.98	734.63
02 NACOZARI	729.32	723.13	730.32	752.80	760.48	766.38
03 OBREGÓN	1,808.54	1,813.14	1,813.55	895.52	861.55	901.83
04 LOS MOCHIS	1,494.92	1,543.34	1,559.83	629.89	602.42	590.39
05 CULIACÁN	1,529.80	1,564.57	1,595.86	726.48	657.62	672.61
06 MAZATLÁN	1,530.76	1,564.21	1,582.65	992.09	957.93	922.38
07 JÚAREZ	1,414.10	1,381.02	1,370.63	504.28	596.93	594.99
08 MOCTEZUMA	1,365.53	1,356.69	1,373.01	464.94	527.21	518.46
09 CHIHUAHUA	1,000.07	1,097.47	1,108.68	547.72	565.30	547.48
10 DURANGO	365.69	264.75	291.39	878.43	925.48	938.13
11 LAGUNA	595.63	429.87	396.82	506.08	426.55	445.11
12 RÍO ESCONDIDO	1,288.90	1,299.14	1,339.79	968.31	766.13	798.70
13 NUEVO LAREDO	965.86	993.03	1,033.46	237.53	167.86	158.67
14 REYNOSA	306.22	131.27	155.27	90.54	73.38	73.18
15 MATAMOROS	244.07	121.29	121.37	64.15	49.85	48.89
16 MONTERREY	524.29	443.19	424.29	260.88	187.95	207.16
17 SALTILLO	496.06	534.63	514.70	289.95	226.28	253.70
18 VALLES	627.00	660.78	546.73	238.00	246.39	256.73
19 HUASTECA	235.31	258.71	253.86	131.97	149.01	166.19
20 TAMAZUNCHALE	264.80	269.43	293.18	184.73	219.78	226.72
21 TEPIC	2,206.73	2,305.57	2,297.87	1,284.14	1,276.90	1,253.74
22 GUADALAJARA	1,747.93	1,843.32	1,829.70	959.78	960.08	975.44
23 AGUASCALIENTES	669.05	750.88	723.12	332.85	309.18	326.08
24 SAN LUIS POTOSÍ	666.63	643.97	678.70	452.26	488.38	500.48
25 SALAMANCA	588.84	765.88	717.54	531.92	446.24	456.42
26 MANZANILLO	2,630.58	2,671.61	2,675.18	939.33	923.47	975.83
27 CARAPAN	1,012.86	1,008.09	1,089.66	795.87	662.93	706.19
28 LÁZARO CÁRDENAS	2,466.96	2,464.86	2,509.88	2,027.95	1,753.80	1,805.85
29 QUERÉTARO	471.89	454.67	470.95	345.66	284.22	290.51
30 CENTRAL	999.98	909.88	897.79	620.30	591.26	604.44
31 POZA RICA	399.53	375.72	422.12	360.42	326.67	348.66
32 VERACRUZ	300.50	348.58	329.99	286.77	299.71	279.69
33 PUEBLA	657.53	708.72	671.66	548.48	526.70	519.89
34 ACAPULCO	3,776.25	3,732.01	4,087.53	2,660.05	2,710.67	2,440.30
35 TEMASCAL	765.99	734.76	895.78	610.46	525.09	512.34
36 COATZACOALCOS	900.04	873.14	1,485.77	826.06	817.90	929.89
37 TABASCO	839.90	842.93	965.57	474.22	481.55	505.65
38 GRIJALVA	1,669.63	1,682.21	1,807.68	1,563.68	1,586.15	1,638.25
39 CAMPECHE (LERMA)	543.66	569.15	664.74	335.33	364.59	365.00
40 MÉRIDA	131.92	429.38	458.65	56.01	59.55	297.45
41 CANCÚN	124.84	434.17	458.09	53.90	59.93	312.19
42 CHETUMAL	190.48	577.40	690.94	442.40	467.41	524.43
43 E.U.A. - WECC	3,582.47	3,625.08	3,637.92	1,623.87	1,724.24	2,178.80
44 TIJUANA	3,405.21	3,625.08	3,637.92	1,579.78	1,724.24	2,179.45
45 ENSENADA	3,527.81	3,546.40	3,646.10	672.72	711.71	858.41
46 MEXICALI	692.02	1,013.75	866.54	335.70	381.84	455.30
47 SAN LUIS RÍO COLORADO	692.54	954.84	986.36	137.48	169.49	197.28
48 V. CONSTITUCIÓN	1,871.20	1,836.57	1,858.57	387.43	162.45	6.66
49 LA PAZ	1,872.85	1,839.08	1,819.83	363.55	159.35	6.53
50 LOS CABOS	1,875.49	1,844.84	1,823.24	376.54	158.78	6.50

Índices IHH tras incluir en el análisis la participación de CFE

NODOS	2016 Punta	2016 Intermedia	2016 Base	2022 Punta	2022 Intermedia	2022 Base
01 HERMOSILLO	916.70	893.88	916.01	779.67	801.17	827.99
02 NACCOZARI	778.14	803.93	813.39	841.20	851.43	875.53
03 OBREGÓN	1,982.24	1,887.32	1,828.15	969.66	927.23	976.14
04 LOS MOCHIS	1,845.12	1,834.17	1,832.39	690.51	705.06	695.18
05 CULIACÁN	1,834.80	1,845.41	1,878.51	811.94	778.90	817.29
06 MAZATLÁN	1,865.24	1,880.18	1,891.17	1,166.68	1,177.30	1,153.61
07 JUÁREZ	1,451.27	1,341.51	1,340.58	539.89	646.34	663.49
08 MOCTEZUMA	1,355.51	1,321.16	1,336.67	516.39	593.87	605.15
09 CHIHUAHUA	1,202.61	1,313.79	1,342.90	799.53	693.69	691.97
10 DURANGO	432.20	351.81	373.88	1,093.83	1,112.68	1,154.46
11 LAGUNA	871.66	549.51	489.54	823.12	753.09	788.50
12 RÍO ESCONDIDO	1,653.48	1,682.14	1,714.18	1,128.91	854.66	902.54
13 NUEVO LAREDO	1,164.92	1,190.35	1,263.82	250.16	205.70	197.51
14 REYNOSA	296.64	130.55	156.92	87.20	83.34	78.41
15 MATAMOROS	250.05	133.30	135.36	63.36	58.11	53.41
16 MONTERREY	626.50	637.97	663.71	322.71	231.68	250.22
17 SALTILLO	575.43	633.20	588.25	320.00	248.10	279.16
18 VALLES	688.55	723.82	618.86	320.50	322.88	324.92
19 HUASTECA	261.33	283.51	279.43	162.05	161.57	177.21
20 TAMAZUNCHALE	310.08	324.38	343.97	234.37	300.67	308.08
21 TEPIC	2,442.39	2,516.08	2,497.59	1,751.11	1,754.16	1,753.32
22 GUADALAJARA	2,113.66	2,181.21	2,121.66	1,416.38	1,338.65	1,320.21
23 AGUASCALIENTES	729.35	824.19	800.65	481.35	427.82	461.50
24 SAN LUIS POTOSÍ	747.61	728.70	791.43	600.91	653.56	662.93
25 SALAMANCA	641.27	847.67	717.81	550.55	563.09	552.94
26 MANZANILLO	2,845.02	2,890.91	2,861.46	1,311.33	1,229.66	1,273.74
27 CARAPAN	1,088.66	1,063.98	1,106.63	772.73	919.61	672.74
28 LÁZARO CÁRDENAS	2,363.29	2,360.29	2,474.16	2,084.00	1,787.62	1,696.34
29 QUERÉTARO	562.30	519.85	542.22	457.99	353.35	369.76
30 CENTRAL	1,236.01	1,116.68	1,129.32	727.30	708.50	711.98
31 POZA RICA	451.19	437.59	476.58	378.52	347.43	369.84
32 VERACRUZ	343.91	351.32	365.49	296.97	305.34	287.65
33 PUEBLA	681.17	732.03	675.47	588.45	542.30	536.94
34 ACAPULCO	3,776.20	3,725.16	4,149.35	2,604.28	2,436.93	2,366.43
35 TEMASCAL	795.88	762.64	912.88	590.40	527.61	513.21
36 COATZACOALCOS	903.81	877.39	1,444.58	843.92	836.86	952.45
37 TABASCO	866.20	866.29	962.15	486.94	496.26	524.75
38 GRIJALVA	1,655.61	1,667.84	1,764.28	1,602.81	1,615.84	1,691.53
39 CAMPECHE (LERMA)	578.02	601.84	677.72	343.69	377.64	376.97
40 MÉRIDA	165.69	448.55	483.48	58.18	62.11	307.64
41 CANCÚN	180.35	455.67	483.33	56.23	62.58	325.68
42 CHETUMAL	215.70	604.95	723.48	463.74	481.20	532.09
43 E.U.A. - WECC	3,583.68	3,625.40	3,638.43	1,612.42	1,718.44	2,178.63
44 TIJUANA	3,409.48	3,625.40	3,638.43	1,569.27	1,718.44	2,177.71
45 ENSENADA	3,619.80	3,546.68	3,646.38	689.37	709.22	857.72
46 MEXICALI	703.09	1,014.88	868.02	352.19	418.89	485.10
47 SAN LUIS RÍO COLORADO	695.41	958.66	988.15	144.39	178.90	216.93
48 V. CONSTITUCIÓN	2,070.47	2,025.31	1,916.28	385.18	162.45	6.66
49 LA PAZ	2,066.63	2,030.80	2,005.34	383.91	159.35	6.53
50 LOS CABOS	2,075.81	2,173.10	2,142.78	373.49	158.78	6.50

TRANSITORIOS

Primero. La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente a su notificación a CFE.

Segundo. Para las Centrales Eléctricas en etapa de planeación que CFE proponga cambiar de modalidad de financiamiento, se deberá consultar con la Secretaría de Energía a qué EPS de CFE será asignada la Central Eléctrica.

Los presentes términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad son emitidos por VÍCTOR HUGO LUQUE SALCEDO, Director General de Reestructuración y Supervisión de Empresas y Organismos del Estado en el Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía, con fundamento en las facultades conferidas en el artículo 11, fracción XII, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, en la Ciudad de México, a los treinta y un días del mes de agosto del año dos mil dieciséis.

El Director General, **Víctor Hugo Luque Salcedo.**- Rúbrica.

(R.- 440073)