

Universidad Nacional de La Plata
Maestría en Integración Latinoamericana



**INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SUSTENTABLE DE MÉXICO EN EL
PROYECTO MESOAMÉRICA. UN ANÁLISIS COMPARATIVO CON
EL CASO DE BRASIL EN AMÉRICA DEL SUR.**

Maestrando: Adalberto Isaac Olivas Duarte

Director: Prof. Wilson Nerys Fernández

Codirector: Prof. Martín Tetaz

A mi familia, maestros, amigos y compañeros.

INDICE

GLOSARIO DE SIGLAS INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. ENCUADRE METODOLÓGICO

1.1.-	Problemática de estudio	10
1.2.-	Perspectiva Metodológica	14
1.3.-	Estado de la cuestión	16
1.4.-	Aproximación teórica	21

CAPÍTULO 2. NORMATIVA NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1.-	Características esenciales del sector	25
2.2.-	Normativa anterior a la reforma constitucional de 2013	29
2.3.-	Controversias judiciales en el modelo anterior a la reforma	32
2.4.-	Reforma energética de 2013	34
2.4.1.	Establecimiento del mercado eléctrico mayorista	35
2.4.2.-	Actuación de las autoridades competentes	39
2.4.3.-	Promoción de energías renovables	42
2.4.4.-	Acceso universal	45
2.4.5.-	Cuestionamientos a la reforma	45
2.4.6.-	Impacto de la reforma del sector eléctrico en el sureste	49
2.5.-	Políticas del actual gobierno federal	52
2.5.1.-	Participación de las generadoras privadas	53
2.5.2.-	Cancelación de proyectos autorizados durante la reforma	53
2.5.3.-	Políticas y medidas del gobierno con impacto en las zonas de estudio	55
2.5.3.1.-	Chiapas	55
2.5.3.2.-	Istmo de Tehuantepec	57
2.5.3.3.-	Península de Yucatán	58
2.5.3.3.1.-	Suministro de gas natural en la península	58
2.5.3.3.2.-	Reforzamiento de la línea de transmisión en la península	60
2.5.3.3.3.-	Proyectos renovables en la península	61

CAPÍTULO 3. RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

3.1.-	Aclaraciones para la lectura del capítulo	64
3.2.-	Resultados en el ámbito nacional y del sureste de México	65
3.2.1.-	Importancia de la electricidad y sus insumos en el universo energético de México	65
3.2.2.-	Potencia y generación eléctrica en las zonas de estudio	75
3.2.2.1.-	Generación eléctrica en Chiapas	75
3.2.2.2.-	Generación eléctrica en el istmo de Tehuantepec	79
3.2.2.3.-	Generación eléctrica en la península de Yucatán	84
3.2.3.-	Demanda de electricidad	92
3.2.4.-	Transmisión de electricidad	96
3.2.5.-	Generación distribuida como alternativa	100
3.2.6.-	Pérdidas en la distribución de electricidad	101

3.2.7.-	Acceso al suministro de electricidad	102
3.2.8.-	Transporte de gas natural al sureste	102
3.2.9.-	Participación de los recursos financieros públicos	107
3.2.9.1.-	Balance financiero y estado de resultados de CFE	108
3.2.10.-	Costos de generación eléctrica pública y privada	111
3.2.11.-	Suministro de electricidad	118
3.2.11.1.-	Inflación y subsidio	120
3.2.12.-	Acciones del actual gobierno federal	123
3.2.13.-	Mercado de certificados de energías limpias	125

CAPÍTULO 4.- NORMATIVA REGIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1.-	Condiciones generales de la región	130
4.1.1.-	Factores determinantes en la política regional de México	131
4.2.-	Sobre el SIEPAC	135
4.3.-	Bases institucionales en el sector eléctrico del PPP	139
4.4.-	Iniciativa del estado mexicano en la integración energética	140
4.4.1.-	Actuación de gobiernos anteriores a diciembre de 2018	140
4.4.2.-	Acciones del actual gobierno de México	146

CAPÍTULO 5.- RESULTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

5.1.-	Comercio exterior de México en el sector eléctrico	152
5.2.-	Conexión con Belice	155
5.2.1.-	Aspectos estructurales generales de Belice en el sector eléctrico	160
5.3.-	Conexión con Guatemala	164
5.3.1.-	Aspectos estructurales generales de Guatemala en el sector eléctrico	172
5.4.-	Interconexión con el resto de países de Centroamérica	181
5.4.1.-	Instalación de un gasoducto regional	189
5.4.2.-	Aspectos estructurales generales de Centroamérica	191

CAPÍTULO 6.- POLÍTICA ENERGÉTICA DE BRASIL EN SUDAMÉRICA

6.1.-	Evolución institucional del sector eléctrico de Brasil	198
6.2.-	Desarrollo de la política energética de Brasil en Sudamérica	206
6.3.-	Estadísticas del sector eléctrico de Brasil y regional	216
6.3.1.-	Datos generales del universo energético de Brasil	216
6.3.2.-	Potencia y generación eléctrica	218
6.3.3.-	Entidades con influencia en el sector eléctrico de Brasil	226
6.3.4.-	Flujos de transmisión y distribución nacionales	229
6.3.5.-	Transmisión regional de energía eléctrica	232
6.3.5.1.-	Proyectos de integración energética regional	233
6.3.5.2.-	Red de gasoductos sudamericanos	243
6.3.6.-	Precio de tarifa por suministro	245

CONCLUSIONES	250
---------------------	-----

FUENTES DE CONSULTA	272
----------------------------	-----

GLORASIO DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

1. AMM: Administrador del Mercado Mayorista (Guatemala).
2. ASF: Auditoría Superior de la Federación.
3. BCIE: Banco Centroamericano de Integración Económica.
4. BEL: BelizeElectricityLimited
5. BM: Banco Mundial.
6. BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
7. CEL: Certificado(s) de Energía Limpia.
8. CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
9. CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.
10. CENAGAS: Centro Nacional de Control del Gas Natural.
11. CFE: Comisión Federal de Electricidad.
12. CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Guatemala).
13. CONACYT: Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.
14. CONAFOR: Comisión Nacional Forestal.
15. CONAGUA: Comisión Nacional del Agua.
16. CONUEE: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.
17. CPEUM: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
18. CRE: Comisión Reguladora de Energía.
19. CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
20. DOF: Diario Oficial de la Federación.
21. EEGSA: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
22. EOR: Ente Operador Regional.
23. EPE: Empresa Productiva del Estado
24. EPR: Empresa Propietaria de la Red.
25. ETN: Empresa(s) Transnacional(es).
26. GAPIE: el Grupo Asesor para la Participación Indígena y Étnica.
27. GEI: Gases de efecto Invernadero.
28. INDE: Instituto Nacional de Electrificación (Guatemala).
29. INEEL: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.
30. INEGI: Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
31. ISI: Industrialización en sustitución de importaciones.
32. LAN: Ley de Aguas Nacionales.
33. LCFE: Ley de la Comisión Federal de Electricidad.
34. LGE: Ley General de Electricidad (Guatemala).
35. LFPRH: Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.
36. LFRSP: Ley Federal de Responsabilidades de los Servidores Públicos.
37. LGEEPA: Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.
38. LGDFS: Ley General del Desarrollo Forestal Sustentable.
39. LGRA: Ley General de Responsabilidades Administrativas.
40. LIE: Ley de la Industria Eléctrica.
41. LOAPF: Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
42. LORCME: Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
43. LSPEE: Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
44. MD: Millones de dólares de EUA
45. MDA: Mercado de Día en Adelanto.
46. MDCT: Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla.
47. MECP: Mercado Eléctrico de Corto Plazo.

48. MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
49. MER: Mercado Eléctrico Regional.
50. MHA: Mercado de Hora en Adelanto.
51. MTR: Mercado de Tiempo Real.
52. OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
53. OIT: Organización Internacional del Trabajo.
54. OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.
55. PAMRGDNCMEM: Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución NoCorrespondientes al Mercado Eléctrico Mayorista.
56. PAMRNTRGDMEM: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista.
57. PDI: Plan de Desarrollo Integral El Salvador-Guatemala-Honduras-México.
58. PEF: Presupuesto de Egresos de la Federación.
59. PEMEX: Petróleos Mexicanos.
60. PIDIREGAS: Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público.
61. PIDM: Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica.
62. PIE: Productor Independiente de Energía.
63. PIIRCE: Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas.
64. PJ: Petajoules.
65. PPP: Plan Puebla – Panamá.
66. PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional.
67. RGD: Redes Generales de Distribución.
68. RLIE: Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.
69. RISEMARNAT: Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
70. RLSPEE: Reglamento de Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
71. RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
72. RNT: Red Nacional de Transmisión.
73. RTR: Red de Transmisión Regional
74. SCJN: Suprema Corte de Justicia de la Nación.
75. SELA: Sistema Económico Latinoamericano y del Caribe.
76. SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
77. SENER: Secretaría de Energía
78. SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
79. SICA: Sistema de la Integración Centroamericana.
80. SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central.
81. SRE: Secretaría de Relaciones Exteriores.
82. TLC: Tratado de Libre Comercio.
83. TLCAN: Tratado de Libre Comercios de América del Norte.
84. TMMEAC: Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se propone analizar el potencial de México en la producción de energías renovables y su estrategia de comercialización con los demás países del PIDM, organismo público intergubernamental constituido con el fin de fortalecer las relaciones de cooperación para el desarrollo y crecimiento económico entre sus miembros. A modo de dimensionar la iniciativa energética de México en Mesoamérica y el potencial de su sistema eléctrico, este trabajo también incluye su comparación con los elementos cualitativos y cuantitativos esenciales de la política energética de Brasil en Sudamérica.

El tema adquiere relevancia regional debido a las limitaciones presentadas por los países en sus estructuras productivas desde los ámbitos económico, social, ambiental y tecnológico. De la interpretación realizada en esta tesis, con base en lo dispuesto por diversos instrumentos jurídicos y políticos internacionales, se considera que el progreso equilibrado en estos cuatro ámbitos estructurales materializa los principios del desarrollo sustentable en cuanto a la preservación de los recursos y del desarrollo sostenible en cuanto a dicha preservación con atención a las necesidades socioeconómicas¹.

En compatibilidad con tales instrumentos, los miembros del PIDM se han comprometido a superar aquellas limitaciones estructurales con el apoyo de la integración de un mercado eléctrico regional, objetivo previsto desde la formación de su proyecto precursor: el PPP. El funcionamiento de dicho mercado consiste en la interconexión de infraestructura entre los miembros, el uso racional de la electricidad y su generación mediante energías renovables².

A pesar de este compromiso, se observa desde la perspectiva mexicana una problemática en donde el actual funcionamiento del sector eléctrico dista de respetar un balance equilibrado en los cuatro ámbitos estructurales. Ello se debe, en primer lugar, al

1.- Para efectos integrales de este trabajo, se utilizará el término "sustentable" para referirse a todas aquellas ideas y argumentos relacionados a la preservación de los recursos naturales de acuerdo a la Declaración de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano de 1972, mientras que el término "sostenible" se referirá a aquellos que incluyan los otros 3 aspectos estructurales señalados. Con base en el informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo publicado en 1994, se concibe al desarrollo sostenible como el derecho de las personas a una distribución equitativa de los beneficios del crecimiento económico. Su objetivo radica en que, ante un contexto acelerado de avances tecnológicos, se busque la ampliación de oportunidades de educación, empleo productivo y regeneración ambiental, en favor de las generaciones actuales de la población así como de las futuras. (PNUD, 1994, pp. 5, 20, 22, 24 y 88). Si bien los conceptos sustentable y sostenible están vinculados estrechamente a la noción de los derechos humanos, en este trabajo se abordarán desde la estructura productiva de México y su estrategia energética regional.

2.- Declaración de Villahermosa, X Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla celebrada el 2008 en Villahermosa, México. Puntos de acuerdo 36, 37, 38, 39 y 60.

mantenimiento de exportaciones de hidrocarburos acompañado de la importación de sus derivados, como dinámica principal de su política comercial energética, lo que ha repercutido en el escaso aumento de la productividad de fuentes alternativas para el crecimiento económico y el desarrollo sostenible (Beltrán, 2016, pp. 219-251). En segundo, a la anteposición de intereses comerciales por parte de las entidades que cuentan con mayores factores productivos para competir en el mercado eléctrico nacional y regional. Al respecto, cabe mencionar que el PIDM mantiene una compatibilidad con lo dispuesto por otros acuerdos de asociación comercial firmados entre sus miembros con EUA, al igual que países provenientes de Europa y Asia. En razón de su cercanía geográfica con los países de Centroamérica, para el caso de las zonas de estudio de México en este trabajo, ubicadas en el sureste del país, se aprecia una alta dependencia al uso de hidrocarburos para la generación de electricidad, al igual que la participación mayoritaria de empresas provenientes de estos países en el sector.

El tema adquiere mayor relevancia debido al cambio de régimen constitucional en el país propiciado por la reforma energética de 2013. Dicha modificación faculta la participación activa de empresas particulares nacionales y extranjeras para competir y asociarse en las diversas etapas que implica la prestación del servicio de electricidad: generación, transmisión, distribución y comercialización, funciones que en su mayoría correspondían exclusivamente a la paraestatal CFE.

Por su parte, el Presidente de la República, Andrés Manuel López Obrador, quien ocupó el cargo a partir del 1 de diciembre de 2018, ha manifestado un notorio descontento sobre los resultados obtenidos por la reforma en temas relacionados con los cuatro ámbitos estructurales. Por tal motivo, la política anunciada por su gobierno ha demostrado un mayor interés por reivindicar la capacidad productiva de la empresa del Estado, lo que ha significado motivo de preocupación a los intereses de los principales inversionistas afines a la legislación vigente.

A efectos de profundizar la problemática planteada en esta tesis de Maestría, en torno a la capacidad productiva de energías renovables en el sureste de México y su potencial en el proceso de integración de un mercado eléctrico regional, se abordarán cinco capítulos. El primero de ellos versará sobre el encuadre metodológico, antecedentes y marco teórico a utilizar. El segundo tratará la configuración de variables cualitativas determinadas por la normatividad del sector energético renovable a nivel

nacional. Este capítulo incluye la mención de controversias surgidas entre entidades estatales y particulares, debido a la divergencia de intereses delimitados por la legislación vigente y las políticas del nuevo gobierno. El tercero expondrá los datos cuantitativos que permitan sustentar o, en su caso, contrastar las afirmaciones conceptuales de las variables que deriven del capítulo segundo. El cuarto abordará otras variables cualitativas relacionadas con la normatividad para el mercado eléctrico regional, mientras que el quinto abordará los datos cuantitativos que permitan comprobar o refutar las afirmaciones conceptuales de las variables que deriven del capítulo que le antecede. Tanto el capítulo segundo como cuarto contienen al final un cuadro sintetizado de los elementos que conforman las variables a plantear, las cuales se sustentarán en los capítulos que los suceden.

Finalmente, se desarrollará un sexto capítulo en el que se expondrán las particularidades estructurales del sistema eléctrico brasileño y su desempeño dentro del sistema interconectado sudamericano. La motivación de este capítulo y su relación con el tema central de esta tesis es que tanto Brasil como México ejercen cierta preponderancia energética sobre los demás países de sus respectivas regiones, aunque cada uno con sus propias magnitudes y particularidades, las cuales permitirán su comparación.

Por ende, las conclusiones a las que se llegarán en este trabajo son producto de la interacción de instrumentos teóricos, cualitativos y cuantitativos que permitieron profundizar el estudio sobre el uso de energías renovables como estrategia política y comercial de México en la región. Las mismas pretenden servir como un punto de apoyo para futuras investigaciones relacionadas con el tema.

El interés por elaborar esta tesis tiene origen en diferentes trabajos de investigación realizados durante el Programa de Maestría en Integración Latinoamericana de la Universidad Nacional de La Plata que contribuyeron en continuar entusiasmadamente con el estudio de la problemática planteada³. Su profundización es

3.- Los trabajos elaborados durante la Maestría en el IIL de la UNLP son los siguientes:

- OLIVAS DUARTE, Adalberto I., "Políticas de integración energética de México en Mesoamérica. Una comparación con las medidas adoptadas por Brasil en Sudamérica". Trabajo presentado en el "IV Simposio de Regionalismo Sudamericano: sus desafíos en el contexto internacional en el siglo XXI". Realizado en el Instituto de Integración Latinoamericana, Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales Universidad Nacional de la Plata, los días 21 y 22 de septiembre de 2017. Este trabajo también fue publicado en el Boletín No. 108, febrero 2018, Informe Integrar, perteneciente al mismo Instituto.
- OLIVAS DUARTE, Adalberto I., "El Acuerdo de San José y la relación posterior de Venezuela y México en la integración energética de Centroamérica y el Caribe". Trabajo presentado el 7 de diciembre de 2017 con el fin de acreditar la cursada "Del grupo de los tres al ALBA y la Alianza del

resultado de la recopilación de fuentes secundarias consistentes en material bibliográfico, hemerográfico y documental. También de fuentes primarias sobre la base de un cuestionario aplicado a informantes clave y la asistencia a conferencias académicas vinculadas al tema y de la prensa durante los años 2019 y 2020, a través de diversos instrumentos digitales.

El autor del presente trabajo reconoce el enorme enriquecimiento intelectual obtenido gracias a la formación académica del Instituto de Integración Latinoamericana de la Universidad Nacional de la Plata. Se espera que su publicación pueda considerarse un agradecimiento especial al Instituto, en el sentido de haberle permitido desarrollar un pensamiento pluralista y multidisciplinario, siempre necesario para el análisis de problemáticas compartidas por los países de América Latina y el Caribe.

Agradezco a todos los profesores que impartieron clase durante la Maestría, ya que cada uno influyó con sus cátedras, de manera directa e indirecta, en la elección del tema. Especialmente, agradezco a la Directora del Instituto, Prof. Noemí Mellado; al Director de esta tesis, Dr. Wilson Fernández; y al Codirector de la misma, Prof. Martín Tetaz, quienes siempre me acompañaron durante su proceso de elaboración, con la aportación de sus investigaciones previas, ideas y observaciones, las cuales me brindaron una mayor claridad para el desarrollo metodológico de la investigación, incluso a pesar de la distancia entre nuestros países de residencia. También agradezco al personal administrativo del Instituto, pues siempre estuvieron pendiente de todo lo necesario para que fuese posible disfrutar de las cursadas y otras actividades académicas.

Se hace extensivo el agradecimiento a aquellos académicos, funcionarios, compañeros de la Maestría y amigos que conocí durante mi estancia en Argentina, pues con sus entrevistas, debates y compartimiento de opiniones también contribuyeron en el robustecimiento del presente trabajo.

De igual manera, agradezco al personal administrativo de la Biblioteca Central, el Instituto de Investigaciones Jurídicas y el Centro de Investigaciones sobre América Latina y el Caribe de la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter, por

Pacífico: cambios en el regionalismo de Venezuela y Colombia y consecuencias para el Caribe”, impartida por la Profesora Rita Giacalone.

- OLIVAS DUARTE, Adalberto I., “Factores influyentes en la formación del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica”. Trabajo presentado el 8 de marzo de 2018 con el fin de acreditar la cursada “Historia de América Latina”, impartida por el Profesor Jorge Troisi.

facilitarme el acceso a la vasta cantidad de material bibliográfico relacionado con el tema y la problemática que la acompaña.

Mi agradecimiento total al Fondo para el Desarrollo de Recursos Humanos del Banco de México, entidad pública que me apoyó con el otorgamiento de un crédito sin el cual, difícilmente hubiese podido estudiar la maestría en el extranjero. Agradezco también a mis tíos José S. Orta y Judith B. Duarte, quienes me alentaron fuertemente a realizar los estudios de posgrado en el extranjero.

Agradezco principalmente a mi padre, Adalberto Olivas, Ingeniero Electrónico; y a mi hermana, Laura M. Olivas, Ingeniera Mecatrónica, por ayudarme a entender la complejidad de cuestiones técnicas relacionadas con la producción de electricidad a base de fuentes renovables. En el mismo grado de importancia, agradezco a mi madre, Luisa M. Duarte, Licenciada en Administración Pública, quien me alentó a considerar en todo momento las problemáticas que implican el manejo de los recursos estatales para la realización de obras y proyectos. Agradezco a los tres sobre todo por el apoyo incondicional que me han dado toda mi vida y a lo largo de mi trayectoria profesional.

CAPÍTULO 1. ENCUADRE METODOLÓGICO

1.1.- Problemática de estudio

El ser humano se ha caracterizado por su habilidad para transformar los elementos de su entorno en objetos o actividades a los que otorga cierto valor o utilidad, los cuales se considerarán para efectos de esta tesis como bienes y servicios. Esta alteración proviene de la “capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo”, la misma que puede definirse como energía, según el Glosario de Términos de Electricidad del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía de México (s.f., p. 7). Con base en el razonamiento científico y el uso de las herramientas pertinentes, la humanidad ha descubierto que esta fuerza se manifiesta en grandes cantidades bajo fenómenos específicos⁴ que surgen en el planeta, los cuales le permiten producir masivamente estos bienes y servicios (Gómez et al., 2018, pp. 55 y 56).

La utilidad de las energías provenientes de recursos naturales renovables y no renovables es de suma importancia para satisfacer las necesidades de las civilizaciones modernas. Ello se observa en el transporte, la iluminación eléctrica, la automatización de maquinaria industrial, el compartimiento de redes informáticas internacionales y otros sistemas de comunicación inmediata. No está de más mencionar que su importancia se observa incluso en la fabricación de aparatos electrodomésticos que facilitan las actividades cotidianas y domésticas de las personas (Gómez et al., 2018, pp. 55 y 56).

Estas actividades han sido de suma importancia para los Estados, donde cada uno cuenta con características geográficas y estructurales que los condiciona a elegir diferentes estrategias para el abastecimiento de la energía. Estas diferencias conllevan a la consideración del comercio internacional como una vía pacífica para la obtención del suministro por parte de aquellos que disponen de escasas condiciones para satisfacer, por sí mismos, el consumo de sus poblaciones. Por otro lado, sirve como una retribución para el Estado proveedor que le permite cubrir los costos de operación y generar una renta económica a su favor. En razón de esta dinámica, la mayor parte de los Estados han contraído acuerdos internacionales en materia energética, donde los pertenecientes a América Latina y el Caribe no son la excepción (Pistonesi et al., 2000, pp. 14-16 y 83).

4.- Entre tales fenómenos destacan el movimiento producido por el viento, los ríos, la ebullición de líquidos, la radiación solar, la fisión nuclear y la combustión de materia orgánica.

Específicamente, en el caso de México, se aprecia en sus relaciones comerciales con países de mayor grado de industrialización el mantenimiento de un sistema que prioriza la exportación de recursos energéticos primarios no renovables, a cambio de la importación de bienes y servicios con mayor valor agregado.

Esta “sobreespecialización” tiene como riesgo que los ingresos por exportación sean susceptibles a fluctuaciones abruptas en el precio, dado los ciclos por los que se rige su demanda internacional. Como consecuencia, los ingresos no logran superar en el largo plazo los costos de importación de bienes con una transformación sustancial superior (Ffrench-Davis, 2010, pp. 7-27). Con estas prácticas extractivistas se ha evidenciado también una falta de atención ambiental, al no prevenir situaciones de agotamiento del recurso o de explotación desmedida, en perjuicio del equilibrio ecológico y del entorno de las comunidades locales. (Katz, 2015, pp. 243-259). Dicha especialización desmedida provoca también que un amplio grupo de personas que no trabajan en el sector predilecto carezcan de posibilidades para obtener mayores ingresos, lo que acentúa la desigualdad social (Furtado, 2003, pp. 58). Por último, se acentúa la brecha tecnológica entre los países exportadores de recursos primarios no renovables y aquellos con capacidad de generación de energías con mayor proyección a futuro (E. Pérez, 2015, pp. 67-70). Los problemas relacionados en estos cuatro ámbitos, además de limitar su estructura productiva, repercute negativamente en el desarrollo sostenible del país.

El tema de la energía en México adquiere suma importancia dada la divergencia apreciable entre la reforma energética de 2013 y las medidas tomadas por el Presidente Andrés Manuel López Obrador, respecto a la reglamentación del sector. Dicha reforma tuvo como fin incrementar la competitividad de las empresas paraestatales energéticas del país, CFE y Pemex a través de la liberalización de sus regímenes monopólicos, mediante la participación de la iniciativa privada y la creación de organismos autónomos reguladores de los mercados petrolero y eléctrico⁵. Por el contrario, la administración actual ha declarado que la reforma ha propiciado el aumento del precio de los bienes y

5.- La reforma en el sector eléctrico se basó en la modificación a los artículos 25°, 27°, 28° y veintiún artículos transitorios de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (en adelante CPEUM), así como la aprobación de la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica, la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. También fueron producto de dicha reforma las modificaciones a ordenamientos existentes como la Ley de Inversión Extranjera, la Ley de Aguas Nacionales, la Ley de Asociaciones Público Privadas, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, la Ley Federal de Derechos, la Ley de Coordinación Fiscal, la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como la Ley General de Deuda Pública (Rodríguez, 2017, pp.187 y 187).

servicios energéticos, además de la acumulación asimétrica de ingresos por parte de las privadas participantes en el mercado, en detrimento de la capacidad productiva de las paraestatales y de los cuatro ámbitos estructurales referidos anteriormente⁶.

Aunque el tema de esta tesis procura enfocarse al funcionamiento del sector eléctrico mediante fuentes renovables, se estima conveniente señalar la existencia de una compleja problemática relacionada con la dependencia al uso de hidrocarburos para la generación de electricidad, especialmente en la zona de la Península de Yucatán. Empero, aquello no ha impedido el diseño de estrategias encaminadas a la explotación de otras fuentes menos dañinas al ambiente y a la erradicación de prácticas que el actual gobierno consideran lesivas para el sector público en materia energética⁷.

En adición al contexto político y jurídico, los motivos que dieron lugar a estudiar la problemática de la energía en México son los siguientes: Primero, debido a que es mi país de origen y de crecimiento profesional como Licenciado en Derecho, por lo que es el lugar de donde he obtenido más información sobre el tema. Segundo, debido al alto potencial estructural que tiene México como generador de energías renovables tales como la geotérmica, eólica, hidroeléctrica, solar y biomasa (Melgar, 2011, pp. 248-255 y Zandonai et al., 2016, pp. 253-291), en donde las zonas de estudio incluyen algunos tipos de estas energías. Y en tercer lugar, el nuevo gobierno ha mostrado cierta iniciativa para la negociación de acuerdos regionales que incrementen, con la participación de Estados Unidos de América (EUA), el índice de desarrollo de México y Centroamérica, de manera que permitan superar las problemáticas sociales derivadas de la vulnerabilidad económica en amplios sectores de sus poblaciones⁸.

Respecto a ese último motivo de elección, el PIDM es un organismo intergubernamental dedicado a la concertación de acuerdos sobre la cooperación para el desarrollo regional y que es el resultado institucional de una serie de negociaciones emprendidas por el MDCT. Este Mecanismo es considerado por los Estados miembros

6.- Algunas de estas declaraciones las manifestó el Presidente de la República, Andrés Manuel López Obrador, durante las conferencias matutinas que se realizan de lunes a viernes en Palacio Nacional. Por ejemplo: las conferencias realizadas los días 5, 6, 8, 11 y 12 de febrero y 12 de marzo de 2019.

7.- De momento, se adelanta mencionar que entre tales medidas están la modernización de las centrales hidroeléctricas manejadas por el gobierno en la Entidad Federativa de Chiapas y la renegociación de contratos para la construcción de gasoductos celebrados por la administración anterior con empresas privadas, por considerar algunas de sus cláusulas perjudiciales para la inversión pública.

8.- Algunas de estas declaraciones se hicieron durante las conferencias matutinas realizadas el 11, 21 de diciembre de 2018, 6 de febrero y 20 de marzo de 2019; Reunión con Embajadores y Cónsules mexicanos celebrada el 9 de enero de 2019; y la Reunión de Jefes de Estado de España y México celebrada el día 30 de enero de 2019.

como la mayor instancia política para fortalecer sus lazos diplomáticos y económicos como un grupo de integración que va más allá de la liberalización arancelaria y no arancelaria de bienes y servicios (Gasca, 2006, pp. 117 y 118)⁹.

Entre la variedad de ejes de trabajo, los miembros del PIDM han acordado la consolidación de un mercado eléctrico por medio de la interconexión de infraestructura para la transmisión de energía de un país a otro. Este tipo de integración física busca contribuir a la consecución de los objetivos delimitados por la Agenda Mesoamericana de Cooperación y la Agenda 2030 de las Naciones Unidas en cuanto al desarrollo sostenible¹⁰. En lo que concierne a México, desde 1998 se encuentra en funcionamiento una línea de transmisión proveniente del país hacia Belice, al igual que otra compartida con Guatemala desde el 2010. Sin perjuicio del funcionamiento de estas obras bilaterales, México no ha podido diversificar sus formas de integración con el resto de los Estados pertenecientes al PIDM¹¹.

Además, por sus particularidades geográficas y políticas, la región mesoamericana ha sido objeto de estrategias diseñadas por países desarrollados, especialmente de EUA y países de Europa, encaminadas al acceso de sus recursos energéticos y reforzados por la suscripción de acuerdos económicos cuya vigencia reconoce el propio PIDM (Orozco, 2014, pp. 183-193).

En este contexto se cuestiona ¿cuál es la capacidad productiva mexicana de energías renovables? y ¿cuál su potencial en un mercado eléctrico regional?

Se parte de la siguiente hipótesis de trabajo: “la mayor producción de electricidad sobre la base de energías renovables de México y su integración energética regional beneficiará el comercio, el equilibrio ecológico, el impacto social, la capacidad tecnológica y su fortalecimiento político y económico regional” Por tanto se identifican como variables independientes la producción de electricidad a base de energías renovables y la integración energética del país. Por su parte, las variables dependientes son los

9.- Declaración de Villahermosa, X Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, Declaración de Villahermosa de 2008

10.- En el texto “Proyecto Mesoamérica: 10 años cooperando para la prosperidad de la región”, (2018, 28 de junio), disponible en la sección de noticias del Portal electrónico del PIDM, se hace referencia a la alineación entre ambas agendas.

11.- Información sobre la energía como uno de los ejes de trabajo que se exponen en el portal electrónico del PIDM, disponible en el enlace electrónico <http://www.proyectomesoamerica.org/index.php/ejes-de-trabajo/eje-economico/energia>

beneficios que pudieran obtenerse en los cuatro ámbitos estructurales a nivel nacional y su fortalecimiento político y económico a nivel regional.

1.2.- Perspectiva metodológica

En principio esta tesis será descriptiva-interpretativa, pero en la medida de su avance se tenderá a buscar mayores grados de profundización analítica y explicativa.

Metodológicamente, el proyecto complementa y asocia metodologías cuantitativas y cualitativas, por tanto, transitará el camino de la triangulación como una estrategia que posibilita aplicar ambas alternativas articulando los dos enfoques, a fin de superar las limitaciones que pudieran surgir por la aplicación de un sólo método.

A partir de este pluralismo metodológico basado en la interrelación de elementos teóricos, conceptuales, cualitativos y estadísticos, se abordará el objeto de estudio, esto es las energías renovables mexicanas como estrategia de integración. Asimismo el estudio discurrirá en tres niveles a saber: nacional, regional y comparativo.

En este primer capítulo se expone una aproximación a las líneas teóricas de partida que informan esta investigación en cuanto al neoestructuralismo y el regionalismo estratégico. Mientras que la primera de estas corrientes sirve de base para el análisis de la regulación del sector eléctrico a nivel nacional y sus efectos en los cuatro ámbitos estructurales, la segunda se enfoca al potencial de expansión en el mercado regional.

En el segundo capítulo, a nivel nacional, se abordarán las características y conceptos definidos por la legislación vigente, la actuación gubernamental y las resoluciones jurisdiccionales que rijan la estructura productiva de la electricidad a base de energías renovables en México. En el tercer capítulo, se expondrán las técnicas de medición y datos estadísticos relacionados a los cuatro tipos de condiciones estructurales en el sureste de México relacionados a todas las etapas productivas del sector eléctrico.

El nivel regional, se considerará en el capítulo cuatro los antecedentes de la cooperación e integración energética de México en la región, las disposiciones específicas sobre la interconexión eléctrica de México en el marco del PIDM y las propuestas recientes para concretar dicho objetivo. En el quinto, se buscará medir mediante datos estadísticos el grado de participación real de México en la formación de un mercado regional sostenible.

Como se mencionó anteriormente, en el Capítulo sexto se abordarán las particularidades estructurales esenciales del sector eléctrico de Brasil y de su política energética en América del Sur, con el fin de comparar el grado de actuación e influencia que tiene México dentro de su propia región. Para ello, se expondrán concisamente los elementos cualitativos y cuantitativos que definen la evolución de las etapas productivas del sector eléctrico brasileño y de su interconexión con el resto de Sudamérica.

Los capítulos segundo, cuarto y sexto contienen los Cuadros A, B y C respectivamente para una comprensión sintetizada de las variables estructurales y estratégicas de México y Brasil en sus zonas de influencia. Por otra parte, los capítulos tercer, quinto y sexto, cuentan con el apoyo de Mapas, Tablas y Gráficas.

Las fuentes de consulta de este trabajo provinieron de material bibliográfico y documental publicadas principalmente entre los años 2017 y 2020 por parte de organismos públicos nacionales e internacionales, de instituciones de educación superior, de notas periodísticas y de otras investigaciones que abordaron el tema, de manera directa o indirecta. También se complementó el estudio con la aplicación de técnicas de cuestionario a informantes clave conformados por el Dr. José Horacio Tovar Hernández¹² y el Dr. Víctor Hugo Ventura¹³, coautores del trabajo “Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica”, publicado por la CEPAL en 2016, mismo que se cita en esta tesis. También se realizaron entrevistas al Dr. Gerardo Bazán Navarrete¹⁴ y al Mtro.

12.- Destaca que José Horacio Tovar Hernández trabajó en CFE como analista de sistemas eléctricos de potencia y supervisor de turno en tiempo real de 1982 a 1986, Coordinador del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica en el Instituto Tecnológico de Morelia de 1994 a 1998 y Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación de 2003 a 2004 en la misma institución educativa. Actualmente se desempeña como docente de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia. También cuenta con 17 asesorías técnicas a diversas instituciones como la CEPAL y empresas eléctricas en México y Centroamérica, 10 proyectos de investigación financiados por CFE y la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología y 167 publicaciones nacionales e internacionales en la materia. Sus aportaciones de acuerdo a la entrevista realizada el 24 de enero de 2021 pueden apreciarse en las págs. 72, 100, 144, 145, 160, 167, 169 a 173, 175, 176, 177, 183 a 192 de esta tesis.

13.- Destaca que Víctor Hugo Ventura ha trabajado en la CEPAL desde 1992, donde ha liderado muchos estudios, evaluaciones e iniciativas de integración, eficiencia, diversificación, proyección y regulación energéticas en Mesoamérica, al igual que en temas sobre fuentes renovables, energización rural, mercados de energía y cambio climático. También colaboró en evaluaciones sobre redes de transporte de energía con las firmas Endesa, de España y Tractebel Energía, de Bélgica. Actualmente es el Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales en la oficina subregional de la CEPAL en México. Cuenta con 24 publicaciones respecto al sector energético regional y la participación en otros 30 estudios en la materia. Sus aportaciones de acuerdo a la entrevista realizada el 06 de febrero de 2021 pueden apreciarse en las págs. 99, 129, 159, 160, 166, 168 a 171, 174, 175, 181, 182, 184, 187 a 191 de esta tesis.

14.- Destaca que Gerardo Bazán Navarrete trabajó como Vocal del Comité de Auditoría de Comisión Federal de Electricidad, Colaborador del Consejo Mundial de Energía, Consejero de la Cámara Nacional de la Industria de Transformación y Coordinador del Centro de Información del Programa Universitario de Energía

Alejandro López Velarde Estrada¹⁵, autores de diversos artículos publicados en el portal electrónico de “Energía a Debate”. Adicionalmente, se nutrió de foros académicos, empresariales y conferencias de prensa.

1.3.- Estado de la cuestión

Pese a que no se han encontrado antecedentes que hayan abordado específicamente la comercialización de electricidad a base de fuentes renovables en México para fines de integración en el PIDM, dentro un contexto de diferencias políticas entre los defensores de la reforma energética y la nueva administración sobre los resultados obtenidos en los cuatro ámbitos estructurales, se aprecia la existencia de investigaciones que sí han analizado elementos particulares de dicha problemática.

Se resalta la profunda influencia que han tenido las investigaciones de Noemí Mellado, Wilson Fernández y Martín Tetaz, en cuanto a la interpretación realizada en esta tesis sobre el neoestructuralismo y el regionalismo estratégico para identificar la problemática inmersa en los proyectos de integración energética. Los aspectos que estos autores han analizado sobre el caso de Brasil en la integración sudamericana han servido de referencia comparativa para el caso de México en el PIDM.

Del trabajo realizado por Noemí Beatriz Mellado (2009a, pp. 13-42; 2009b, pp.111-168) destaca la primacía de los aspectos estratégicos comerciales de empresas brasileñas, con el apoyo de su gobierno, en los proyectos sudamericanos de integración energética, a costa de los ámbitos estructurales inherentes al desarrollo sostenible. También expone la estrategia petrolera por parte del gobierno venezolano como principal herramienta política en contra del sistema internacional impuesto por EEUU, a la vez que como contrapeso a las pretensiones hegemónicas de Brasil en la

de la UNAM. Cuenta con más de 23 publicaciones entre artículos sobre el ramo energético para revistas científicas y libros, recibió el premio nacional de Química en 2009. Sus aportaciones de acuerdo a la entrevista realizada el 23 de enero de 2021 pueden apreciarse en las pp. 53 (cita al pie no. 59) y 72 de esta tesis.

15.- Destaca que Alejandro López Velarde Estrada trabajó como abogado en Pemex por ocho años. Fue abogado comisionado en Houston por parte de Pemex, abogado en la Firma Baker & Botts, L.L.P. en Houston, Texas, en 1993; y socio en las firmas Bryan, González Vargas y González Baz, S.C. y López Velarde, Heftye y Soria, S.C. Actualmente, es consultor jurídico particular en las áreas de energía, inmobiliaria, competencia económica, inversión extranjera y contactos gubernamentales. También es maestro en Derecho a la Energía y Competencia Económica en el programa de posgrado de la UNAM y otras universidades. Cuentas con 12 publicaciones nacionales e internacionales en tales áreas. Sus aportaciones de acuerdo a la entrevista realizada el 27 de enero de 2021 pueden apreciarse en las págs. 98 a 100, 113 y 169 de esta tesis.

Unión de Naciones Sudamericanas. Estos casos sirvieron para comparar el tipo de estrategia energética que ha promovido México en el PIDM.

Por su parte, Wilson Nerys Fernández (2012, pp. 75-99) aborda las similitudes y diferencias del PIDM y la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana como mecanismos intergubernamentales que disponen de la interconexión eléctrica como una estrategia de liderazgo político y económico por parte de sus respectivos países impulsores. En relación a ello, Fernández realiza un análisis comparativo de las diferencias geopolíticas que existen entre Brasil y México, las cuales contribuyen a identificar los elementos particulares de sus estrategias energéticas regionales. En el caso de México, reafirma lo expuesto por Alberto Rocha (2006, pp. 39 - 84) al concluir que su capacidad de promoción del proyecto se ha visto condicionada al interés que tienen ciertos países desarrollados sobre el control político y económico de la región mesoamericana, en especial por parte de EUA. Este punto retoma una suma relevancia actualmente debido a la problemática migratoria de Centroamérica a dicho país, en el cual se ve implicado México como país de paso y como objeto de presiones para parte del gobierno estadounidense en reducir tal fenómeno social. Es por ello que el actual gobierno de México propone un nuevo Plan de Integración que contribuya a reducir este fenómeno a través de la cooperación para el desarrollo, en el cual se incluye el objetivo de reforzar la interconexión eléctrica regional.

Por otro lado, resulta pertinente el trabajo de Martín Tetaz (2012, pp. 101-115) en el que concibe a ciertos recursos cuya disponibilidad es compartida en los territorios de dos o más Estados como bienes públicos regionales. La explotación de estos recursos representa una función estratégica tanto a los países de mayor desarrollo de su estructura productiva en la región como para aquellos que carecen de la infraestructura necesaria para su explotación y consumo. La decisión a tomar por parte de estos dos tipos de países respecto a la cooperación regional dependerá de las externalidades positivas y negativas que tenga la explotación de tales bienes, en función de sus peculiaridades estructurales y políticas. En virtud de las particularidades transfronterizas inherentes a la disponibilidad de ciertas fuentes energéticas y a la instalación de infraestructura para su aprovechamiento, como es el caso de las líneas de transmisión entre México con Guatemala y Belice, la transmisión regional de electricidad puede considerarse como un tipo de producción de un Bien Público Regional. El trabajo de Tetaz también tiene relación con esta tesis debido al alto índice de aprobación del actual mandatariomexicano, mismo

que se estima mantuvo un aproximado de 60% a 70% en el 2019¹⁶ y quien se ha pronunciado en favor de la cooperación para el desarrollo con los países centroamericanos, aunque dicha decisión también ha generado cierto descontento en su oposición política, bajo el argumento de que se ha desatendido el propio desarrollo nacional.

El trabajo realizado por José Juan González (2017), Del Río, Rosales, Ortega y Maya (2016) y la compilación de trabajos publicados bajo la coordinación de Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (2018) fueron de vital importancia para un análisis jurídico y político en el cambio de regulación de la energía en México, especialmente del sector eléctrico y sus fuentes alternativas de generación. Complementariamente, Víctor Rodríguez Padilla (2016, pp. 35-57) expone la complejidad del cambio de régimen monopólico a uno donde el Estado aún asume la mayor parte de los riesgos y financiamiento. Lo anterior dentro un ambiente de recelo por parte de las particulares en la transición hacia un auténtico mercado eléctrico.

También destaca las obras de Jaime Cárdenas Gracia (2015, pp. 547-613;2017a, pp. 135-158;y 2017b, pp. 69-133) por su crítica hacia la reforma como incluso una agravante en la estructura productiva y desarrollo sostenible nacional, en beneficio exclusivo de las empresas transnacionales. Como contraparte, sobresale la obra de César Emiliano Hernández Ochoa (2018), en alusión a que, para lograr la competitividad y eficiencia del sector eléctrico, es de vital importancia el mantenimiento de su implementación por parte del gobierno sucesor.

En materia regional, cabe señalar los trabajos realizados por Bruno Figueroa Fischer (2016) en los que exponen el apoyo político y económico otorgado por México hacia los países centroamericanos desde los años 70, época caracterizada por conflictos militares en esos territorios, hasta la década de los 2000 para su contribución al desarrollo. En materia de cooperación también resaltan los trabajos publicados bajo la coordinación de Guadalupe González y Olga Pellicer en 2011 y el realizado por Laura del Alizal Arriaga (2014, pp. 147-157).

16.- Entre diversas fuentes periodísticas, puede consultarse "AMLO, el mandatario mejor evaluado en América: Consulta Mitofsky", (2019, 11 de marzo), *Forbes México*; "AMLOTrackingPoll Aprobación de AMLO, 06 de junio de 2019, (2019, 6 de junio), *El Economista* ; "A 9 meses del gobierno de AMLO, su aprobación es del 71%: De las Heras Demotecnia", (2019, 4 de septiembre), *Aristegui Noticias*; y "AMLO cierra el 2019 con un 72% de aprobación, según encuesta", (2020, 6 de enero), *Expansión Política*.

Otros autores relevantes a mencionar son Jaime Preciado Coronado y Aarón Villarruel Mora (2006, pp. 19-37) y (2007), quienes realizaron un estudio sobre la recepción de la sociedad mexicana sobre el entonces PPP así como la actualización de dicho mecanismo 10 años después (2016, pp. 287-307). Entre los temas analizados se encuentra la opinión pública sobre las dinámicas comerciales en el sector energético así como el acceso al servicio. A manera de apoyo, resulta útil el trabajo de Daniel Villafuerte (2001, pp. 263-292) respecto al impacto que tuvo el PPP sobre la entidad federativa de Chiapas. Jaime Ornelas Delgado (2002, pp. 218- 230), por su lado, centra su trabajo respecto a las problemáticas sociales que presenta el potencial energético de Chiapas y otras zonas del sureste del país bajo ciertos intereses económicos.

En cuanto a la intervención de agentes extrarregionales en el PPP y PIDM se reconoce la importancia que tuvieron las investigaciones de, Andrés Barreda (2001, pp. 133-214) y, posteriormente, Víctor Barceló (2002). Estos autores analizaron la formación del PPP y su cuestionamiento como proyecto de integración útil para las poblaciones de los miembros que la conforman o como estrategia de EUA para fomentar su poderío económico en el continente.

Daniel Villafuerte (2007: 159–174), y Diego Mansilla (2011), destacan la diferenciación de los fines de los proyectos de integración energética con los resultados obtenidos, en cuanto a que si tales han logrado la integración de ese sector para el beneficio de los pueblos, o si solo se han desarrollado para el crecimiento económico de las empresas estatales y privadas participantes. En relación a ello, Jorge Luis Capdepont Ballina (2011, pp. 132–152) concluye que el uso del nombre “Mesoamérica”, concepto desarrollado por Paul Kirchhoff (1960), es una excusa aparentemente cultural y social para justificar un proyecto enfocado los intereses geoestratégicos del libre comercio. Heriberto Cairo (2007, pp. 41-63) considera que el mecanismo adecuado para la aplicación de tales intereses se ven reflejados en el PPP, posteriormente PIDM, razón por la que ha despertado descontento en diversos grupos de la región en la lucha de su identidad y sus derechos territoriales, tema que también es abordado por Rosa de la Fuente (2007, pp. 197-226).

Es así que, Nayar López Castellanos (2009) y Juan Manuel Sandoval Palacios (2014, pp. 157-182) reconocen la estrategia estadounidense para asegurar el acceso a los recursos naturales, entre ellos los energéticos, incluso avalados mediante

mecanismos de estrategia militar justificados por la noción de “seguridad regional” y que también reconoce el PIDM. Entre las investigaciones sobre los antecedentes de la interconexión eléctrica regional Ariela Ruiz-Caro (2006, pp.39-41; y 2010, pp. 22-25 y 49-54) observa el lento desarrollo del Programa de Integración Energética Mesoamericana, en el marco del PPP y el PIDM. Por su parte, Isaac Castillo (2013, pp. 69 a 90) realiza una descripción detallada del marco jurídico existente en el SIEPAC, el proyecto de interconexión eléctrica que mayores avances ha tenido en la región y en donde el PIDM fija como objetivo la integración de sus demás miembros. Dicho autor también señala los términos de la interconexión entre México y Guatemala. Respecto a esto último, Tovar y Ventura (2016) proponen alternativas para mejorar la conexión entre ambos países y el acceso directo de México al mercado eléctrico del SIEPAC.

En cuanto a los datos estadísticos que reflejan el perfil macroeconómico de cada miembro del PIDM para su integración eléctrica, además de los autores señalados que tocan específicamente ese tema, fueron de suma importancia el nuevo Plan de Desarrollo Integral El Salvador-Guatemala-Honduras-México realizado por la CEPAL (2019a, pp. 45-55) a petición del actual gobierno mexicano y los trabajos publicados anualmente por este organismo desde el 2005 sobre las estadísticas del subsector eléctrico en Centroamérica¹⁷, sobre todo el de los datos en materia de producción eléctrica durante el 2018 y 2019 (CEPAL, 2019b, 2020b y 2020c). También fueron de suma relevancia el trabajo realizado por Salido Joaquín (2015: 15, 67-73) y por Leda Peralta Quesada (CEPAL, 2019c: 67 a 90), también publicados por dicho organismo internacional. Ambos trabajos fueron titulados “Una Mirada a los países del Proyecto de integración y Desarrollo de Mesoamérica”, y fueron elaborados para las XV y XVII cumbres del MDCT, respectivamente.

Además de la normativa aplicable, también se tomaron como fuentes de consulta otros estudios en materia energética regional realizados por la CEPAL, el BID, el BM, la OCDE, el SELA, la OLADE, al igual que aquellos realizados por las autoridades mexicanas competentes como la SENER; la SRE; la CFE; el INEGI, la CRE; y el Congreso de la Unión¹⁸.

17.- A partir de 2010, se reconoce que estos trabajos fueron elaborados por Manuel Eugenio Rojas Navarrete bajo la supervisión de Víctor Hugo Ventura.

18.- Los trabajos de investigación consultados no se limitan exclusivamente a las instituciones mencionadas.

Para el caso de Brasil en América del Sur, otros puntos de referencia directos además de las investigaciones realizadas por los Drs. Fernández (2012), Tetaz (2012) y Mellado (2009a, 2009b y 2012), fueron las obras de las Dras. Giacalone (2012, 2013, 2015 y 2018) y Gajate (2012), quienes también fueron profesoras del actual maestrando en el Instituto de Integración Latinoamericana de la UNLP. Los trabajos encargados en las cursadas también sirvieron de base para incentivar la investigación sobre el sistema regional sudamericano.

Las fuentes anteriores se vieron complementadas por fuentes sobre el desarrollo histórico e institucional del sector eléctrico Brasil, al igual que sus interconexiones con Sudamérica. Entre las principales fuentes en estos temas fueron las obras realizadas por De Castro, Brandão, Rosental, De A. Dantas y Dorado (2013 y 2015), Linck y Vaz (2016), Macchione y Lanciotti (2012), Valverde (2013), Montenegro y Urdaneta (2014), De Vasconcellos Lavinia, Rafael y Camilo (2016) y de Acuña y Serrano (2016).. Respecto al desarrollo regional de la política energética de Brasil sirvieron de consulta principalmente las investigaciones de Ruchansky (2013), Cipoletta (2015), Luján y López (2012).

En materia de datos cuantitativos oficiales del sistema eléctrico brasileño, las herramientas principales utilizadas fueron los informes anuales del balance energético publicado por la Empresa de Investigación Energética de Brasil (EPE, 2019 y 2020), al igual que información disponible en los portales digitales de las diversas instituciones nacionales, regionales e internacionales participantes en su mercado. Estas fuentes se vieron apoyadas a su vez por los informes de la OLADE (2012 y 2019) y los trabajos de Dubrovsky, Di Sbroiavacca, Nadal y Contreras Lisperguer, en el marco de la CEPAL sobre los roles y perspectivas del sector eléctrico y el gas natural en la transformación energética de América Latina (2019 a y b). Los datos de estas fuentes fueron coincidentes y comparables con los datos presentados por la CEPAL y OLADE para Mesoamérica.

1.4.- Aproximación teórica

La teoría que informa la investigación es el neoestructuralismo¹⁹. De acuerdo a Alfredo Canavese (1982, pp. 523-529), es la corriente surgida en el seno de la CEPAL

19.- Para una mejor comprensión del neoestructuralismo, además de los trabajos que se citan a continuación, sirven de apoyo aquellos realizados por Octavio Rodríguez, José Medina Echavarría, Fernando Fajnzylber, Nora Lustig, Robert Boyer, René A. Hernández, Luis Bértola, Juan Carlos Moreno-Brid, Martín Rapetti, José Antonio Ocampo, y Ricardo Bielschowsky.

durante los años ochenta, la cual retoma de su antecesor, el estructuralismo²⁰, la necesidad de implementar políticas de industrialización como medidas para contrarrestar la inserción internacional desfavorable de los países en desarrollo, también denominados “periféricos”, debido a las dinámicas comerciales que mantienen con los países identificados como los del “centro” o desarrollados, en razón de sus asimetrías estructurales.

Conforme a lo señalado por Ffrench-Davis (2010), Katz (2015, pp. 243-259), Furtado (2003) y Pérez Caldentey (2015, pp. 33-80) y otros pensadores, entre los factores estructurales asimétricos a considerar en los países de América Latina y el Caribe desde la dimensión económica son la concentración de la propiedad de la tierra, la inserción al comercio mundial condicionada por las ventajas comparativas naturales, la sostenibilidad de los recursos naturales explotados y la falta de iniciativa de asociación entre el sector público y privado respecto al mercado interno y externo. Se suman aspectos sociales como la frágil organización de los trabajadores, la desigualdad en distribución geográfica y sectorial de la población, así como el bajo nivel educativo y capacitación en la mano de obra. Las repercusiones de estos factores para los países periféricos se aprecian en marcos normativos que carecen de políticas nacionales y regionales que impulsen la innovación tecnológica en estructuras productivas con mayor valor agregado y atiendan la problemática del deterioro ambiental.

Por otro lado, en razón del fracaso del modelo ISI, el neoestructuralismo reconoce ciertas carencias de su antecesor como la falta de importancia en los beneficios de la exportación, la concepción intervencionista del Estado como garante único del crecimiento económico y la omisión de toma de medidas en aspectos monetarios y financieros. Esto, en opinión de Heinz W. Arndt (1985, pp. 151-159), repercute en consecuencias inflacionarias en los costos de producción, de manera que afecta el consumo interno y consecuentemente su desarrollo productivo. Lo anterior conlleva a corregir la falta de atención del estructuralismo respecto a medidas de emergencia a corto plazo como herramientas para la estabilización de las actividades económicas de los países en desarrollo.

20.- Entre los economistas pensadores del estructuralismo original sobresalen Raúl Prebisch, Celso Furtado, William Arthur Lewis, Juan Noyola Vásquez, Aníbal Pinto Santa Cruz, Osvaldo Sunkel e Ignacio Rangel.

A partir de los años noventa, en atención a lo expuesto por Roberto Frenkel (2012, pp. 5–49) y Juan Carlos Moreno-Brid (2013, pp. 20-29), el neoestructuralismo consideró sumamente importante la implementación de medidas que busquen el equilibrio entre políticas económicas de corto y largo plazo. Es decir, se buscó llegar a un balance en la implementación de medidas para la diversificación y fortalecimiento tecnológico de su estructura productiva, siempre que evite la propagación de efectos económicos negativos ocasionados por los altos costos de una excesiva política proteccionista o su inserción desigual en el comercio internacional.

Finalmente, Raúl Bernal-Meza (2006, pp. 227-233) remarca el fuerte vínculo que existe en las políticas de inserción internacional de un Estado con sus políticas nacionales de desarrollo, cuya interacción se ve condicionada a diversos ámbitos estructurales. En consideración de este y los demás elementos mencionados del neoestructuralismo, resulta pertinente describir el escenario de México en la producción de energías renovables como alternativa de inserción internacional. En razón de las condicionantes apreciables en los ámbitos estructurales económico, tecnológico, social y ambiental del país, este análisis se realiza bajo un contexto de diversidad de actores y de sus intereses.

También el trabajo se nutre del regionalismo estratégico²¹. Esta corriente busca consolidar la posición del Estado-nación frente a los demás miembros de la comunidad regional, mediante la coordinación de actividades económicas con el sector privado. De acuerdo a los trabajos realizados por José Briceño Ruiz (2006a, pp. 39-48 y 2006b, pp. 30-45), en este supuesto, el Estado concibe el impulso de un sector productivo clave, “estratégico”, para su crecimiento económico frente a otros Estados. En ese sentido, Roberto Russell (2011, pp. 123-138) recalca que el sector que se pretende impulsar debe de contar previamente con un mayor potencial productivo que el de sus competidores.

Según Robert Lawrence (1996), este modelo económico regional se manifiesta en un tipo de integración profunda, puesto que busca la regulación conjunta de temas que van más allá del acceso a mercados pero que están relacionados. Tal es el caso de temas como las inversiones, compras gubernamentales, la propiedad intelectual, así como las normas laborales y ambientales.

21.- Además de los autores cuyas obras se señalan en esta sección, destacan entre los exponentes principales del regionalismo estratégico en América Latina y el Caribe Israel Roberto Barnabé, Roberto GoularMenezes, Willy Soto Acosta, María Fernanda Morales Camacho, Pía Rigirozzi, Juan Ignacio Miranda, Roberto Bouzas y Cintia Quiliconi.

De acuerdo a los estudios hechos por David Mercier (2000, pp. 115 y 116), el regionalismo estratégico tiene como objetivo consolidar la seguridad económica entre los países que participan en estos acuerdos para que puedan enfrentar la competencia global. Esto es posible mediante la formación de ventajas comparativas en favor de los países que conforman la entidad, especialmente para el país hegemónico regional. Esto último se debe a que el proyecto de integración otorga a las empresas de dicho país una posición privilegiada en el mercado internacional, al contar con un espacio de amplificación previo para sus exportaciones, como lo señala Andrew Axline (1999, pp. 11-74).

Por su parte, Maribel Aponte García (2014) y (2015, pp. 25-68) señala que estos procesos de expansión pueden ser el resultado de fusiones entre empresas particulares y públicas que, generalmente, se encuentran en proceso de internacionalización de sus actividades comerciales.

De acuerdo a Briceño (2011, pp. 121–162 y 2013, pp. 21-37), este regionalismo también busca atenuar la influencia de otros proyectos de integración no afines a sus objetivos, a la vez que promover su fortalecimiento político y comercial mediante la convergencia de otros proyectos subregionales.

Por último, como lo expresa Aldo Ferrer (2007, pp. 147-156), resulta necesario considerar la capacidad de cada país para influir en los procesos de integración, con base en sus particularidades internas. Es decir, según sus propias condiciones estructurales²². Con base en este y los demás rasgos teóricos que caracterizan el regionalismo estratégico, surge el cuestionamiento si, para México, existen ventajas comparativas frente a los demás países miembros del PIDM que le permitan liderar la consolidación de un mercado energético sostenible.

22.- Este autor coincide en el hincapié hecho por Bernal Meza y otros autores del neoestructuralismo, respecto a la vinculación entre la política nacional e internacional. En el caso de esta tesis, se aplica dentro de un proyecto de integración energética regional, según las capacidades productivas del sur de México en sus cuatro ámbitos estructurales.

CAPITULO 2. NORMATIVA NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1.-Características esenciales del sector

Es necesario tomar en cuenta algunos elementos fundamentales que implican la explotación de energías que se obtienen directamente de la naturaleza, conocidas como fuentes primarias y de su transformación en bienes y servicios para su consumo, lo que da lugar a las fuentes secundarias. Dicho esto, cabe aclarar que el trabajo de tesis se enfoca a la obtención de fuentes primarias renovables y de otras que la legislación mexicana considera “limpias”²³ para la generación de la electricidad como fuente secundaria y su transmisión a otros miembros del PIDM.

Conforme a lo expresado por Carreón y Meritet (2014, pp. 489 y 490) toda Política energética que implemente el Estado debe tomar en cuenta los mecanismos reglamentarios, de capital y tecnológicos que se requieren para asegurar la provisión en el abastecimiento (seguridad energética), conservar una disponibilidad económica favorable en el acceso a los recursos (autosuficiencia) y el mayor rendimiento de producción de bienes y servicios por medio de menores niveles de consumo (eficiencia energética). También debe de contar con una estrategia de diversificación para el aprovechamiento de fuentes renovables o cuyo impacto negativo sea mínimo en el espacio físico donde se explotan y, en general, para el planeta.

23.- Respecto a las energías consideradas como “limpias” en el sistema jurídico mexicano, se considera oportuno señalar lo siguiente: El artículo 3, fracción XXII, Inciso k) de la LIE incluye dentro del término de energías limpias aquellas cuyas emisiones o residuos, si es el caso, son producidas por medio de la cogeneración eficiente, según los criterios establecidos por la CRE y la SEMARNAT. En ese sentido, el artículo 3, fracción VI de la LTE, entiende por cogeneración a la generación eléctrica producida conjuntamente con vapor y/o con otro tipo de energía térmica. Adicionalmente, el artículo décimo sexto transitorio, fracción IV de la LTE establece que la cogeneración sólo se considerará como eficiente según la regulación que al efecto expida la CRE, en la que no se incluye la generación por medio de ciclos combinados, es decir, aquella que implica el uso simultáneo de turbinas de gas y agua. Complementariamente, las fracciones V y VI de este último artículo señalan que se entenderá como energía limpia cualquiera cuya tecnología, de acuerdo a estándares internacionales o a los criterios de SENER y SEMARNAT, no emita más de 100 kg de carbono sobre MWh. Puesto que en la Península de Yucatán ha sido recurrente el uso de plantas de generación eléctrica por medio de técnicas de ciclo combinado, termoeléctrica o turbogás, por tratarse de una de las zonas de estudio de esta tesis, es la principal infraestructura disponible en esa región y cuya red de distribución conecta con Belice, miembro del PIDM.

Por su ubicación geográfica, México tiene una de las mayores posibilidades de explotación de fuentes de energía renovables (Melgar, 2011, pp. 248 y 249 y Zandonai et al., 2016, pp. 258 y 259). Se destaca la alta incidencia de radiación solar en la zona árida del noroeste. También se tiene potencial en el sector geotérmico, debido a la alta actividad tectónica que se observa, principalmente, en las zonas del eje volcánico transversal que va de este a oeste por el centro del país. En el sureste del país, el hecho de estar situado entre las corrientes de aire del Golfo de México y el océano Pacífico brinda condiciones ideales para el aprovechamiento de fuentes eólicas en la región del Istmo de Tehuantepec, en Oaxaca. Asimismo, las corrientes de ríos y grandes lagos representan una gran oportunidad para el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica, principalmente en el centro y sureste del país, donde resalta el potencial de Chiapas, a través de las cuencas del río Grijalva y Usumacinta (Equihua et al., 2006, pp. 180 y 194). Debido a su cercanía geográfica con otros países miembros del PIDM, se abordarán las energías hidráulicas y eólicas en el sureste de México como las principales energías renovables objeto de estudio de este trabajo.

Un detalle a considerar para el aprovechamiento de las fuentes renovables es que las mismas se reducen a una localización geográfica en particular. Es por ello que se necesita un sistema de interconexión eléctrica capaz de transmitir oportunamente la electricidad generada hacia los puntos de consumo. (Ch et al., 2013, pp. 17) Aunado a lo anterior, otra cuestión a tomar en cuenta es que la capacidad de generación de la electricidad varía de acuerdo a fenómenos naturales relacionados estrechamente con las condiciones meteorológicas en el momento específico, de manera que el suministro debe asegurarse incluso en casos de intermitencia.

En razón de que todavía no se cuentan con baterías comerciales para el almacenamiento masivo de electricidad, la generación aún se encuentra condicionada a las exigencias inmediatas de la demanda (Ch et al., 2013, pp. 17). Cabe mencionar que la fabricación de baterías de litio se enfrenta a una problemática derivada de las emisiones de CO₂, lo cual se ve incluso en el caso de los vehículos eléctricos²⁴. Debido a que la demanda es variable de acuerdo al horario, las estaciones del año y las necesidades de

24.- El artículo publicado por ABC economía (S.M., 2019, 29 de abril), hace referencia a la investigación realizada por el profesor de física Christoph Buchal y publicada también por la agencia alemana de noticias DPA, en el sentido que un automóvil eléctrico puede contaminar entre un 11% y un 28% más que uno de carácter convencional. En dicho artículo también se menciona otro estudio publicado en noviembre de 2018 por la Agencia Europea de Medio Ambiente, la cual determinó que el impacto en términos de emisiones de CO₂ en la producción de un vehículo eléctrico y su batería era entre un 25% y un 33% mayor que el de un coche de combustión interna (European Environment Agency, 2018).

cada lugar de consumo en específico, la transmisión desde los centros generadores a los puntos de consumo nunca es uniforme y puede verse limitada a la capacidad instalada. Por ese motivo, es difícil identificar la figura de un propietario de la electricidad como tal durante la transmisión. En ese sentido, resulta más factible definir los derechos de inyección y retiro del flujo eléctrico en los nodos de la red(Carreón, 2010, pp. 10).

Otro elemento importante a considerar para el aprovechamiento de fuentes energéticas son los costos que implica la planificación, instalación de plantas generadoras, estudios de impacto social y ambiental durante su ciclo de vida, otorgamiento de licencias, monitoreo y cualquier otra actividad que tenga relación con los cuatro aspectos estructurales teorizados en el primer capítulo de esta tesis(Zandonai et al., 2016, pp. 259 y 260; Ruiz, 2015, p. 13;Ocampo, 2019; Santoyo y Azpagic, 2014; Santoyo, Azpagic y Stamford, 2014)²⁵.En razón de tales retos, se hace constar que el incremento de infraestructura no siempre es equivalente a una política integral de desarrollo sostenible.

En el caso de las hidroeléctricas, los costos de mantenimiento y operación, a diferencia de los de instalación, son bajos. Esto les permite ser una opción atractiva de generación eléctrica. Sin embargo, su construcción puede frenar la llegada de nutrientes y sedimentos a tierras costeras y cuencas tropicales(Ezcurra et. al., 2019), lo que provoca la disminución de biodiversidad y menor protección contra tormentas extremas(Cruza., 2019, 31 de mayo, Las hidroeléctricas dañan ecosistemas costeros, concluye estudio de México y EU, *Dossier Político y Crónica*).

En el caso de las plantas eólicas existen riesgos de consecuencias similaresdebido a las grandes extensiones de tierra y mar que se requieren para el desarrollo de sus actividades, con la posibilidad de generar conflictos entre las empresas que desean invertir en este tipo de fuente y las comunidades locales, como más adelante se abordará en este capítulo(Zandonai et al., 2016, pp. 259 y 260).

25.- Para un análisis a detalle sobre los costos ambientales que implican el aprovechamiento de fuentes renovables, sus ciclos de vida y el esquema general de la infraestructura para la transición eléctrica nacional, es posible consultar el Seminario "Movilidad y Energía en México: La situación de los ferrocarriles y los combustibles fósiles frente al colapso climático y ambiental en curso." celebrada los días 26 y 27 de marzo de 2019 en el Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades de la UNAM, Ciudad de México. Dicho seminario contó con la participación de Guadalupe Valencia García, John Saxe-Fernández, César Daniel Diego Chimal, Salvador Zarco, Maritza Islas Vargas, Guillermo Guajardo, Xtabai Padilla, Xavier Treviño, Edgar Ocampo Téllez, Santiago Álvarez, Manuel Llano, César Augusto Díaz, Karla Graciela Cedano, Edgar Santoyo y Luca Ferrari.

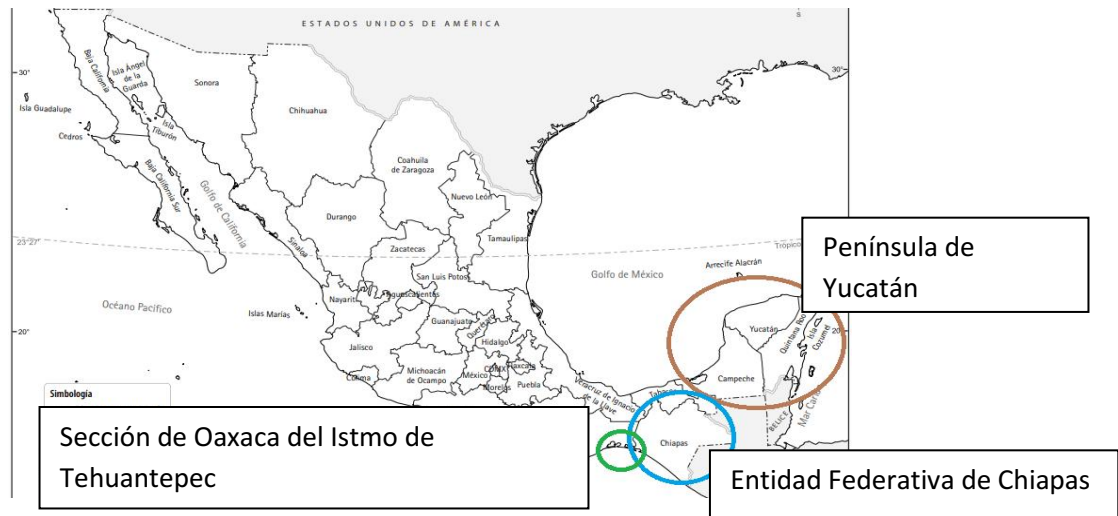
De acuerdo a estudios realizados por el sobre las centrales solares ubicadas en el sur de California, EUA, en caso de instalar proyectos fotovoltaicos sin las mediciones exhaustivas del impacto ambiental, entre las afectaciones se encuentran aquellas dirigidas a las aves migratorias e insectos, por el hecho de confundir las celdas solares con espejos de agua y que al llegar a ellas se exponen a altas temperaturas que causan su muerte, lo cual exige un monitoreo periódico de su interacción en el territorio planteado (Walston et al., 2016, pp. 405-414).

Además de los elementos anteriores, es necesario mencionar el predominio histórico que han tenido los hidrocarburos en la política energética nacional. Estos han configurado profundamente la estructura y funcionamiento del sector eléctrico del país, sobre todo el gas natural mediante el proceso de ciclo combinado, (Ch et al., 2013, pp. 17 y 18), así como el diseño de estrategias relacionadas con el comercio internacional y las finanzas públicas (Aguilera et al., 2016, pp. 5 y 6). Estas fuentes convencionales son las que reciben mayores incentivos económicos y tecnológicos que reducen los costos para su explotación, lo que repercute en la competitividad de otras fuentes de energía (Zandonai et al., 2016, pp. 271 y Del Río et al., 2016, pp. 36, 37 y 77). No por ello se ignora que, sin la tecnología adecuada, pueden ocasionar efectos negativos ambientales en las localidades cercanas a las plantas debido a riesgos de explosiones de gasoductos y emisiones causantes de enfermedades respiratorias (Flores y César, 2014, p. 311).

Al respecto, la península de Yucatán, conformada por la entidad federativa que lleva el mismo nombre más las entidades de Campeche y Quintana Roo, cuenta con plantas que pueden transformar el gas natural, diésel y combustóleo en electricidad, aunque en este caso se registran problemas de abastecimiento debido a la falta de gasoductos para transportar dicho recurso (Flores L., 2019, 21 de enero, "Península de Yucatán, con déficit de gas natural", *El Economista*) y la dependencia a una sola línea de transmisión proveniente del centro del país (Almaraz S., 2019, 19 de junio, "Península de Yucatán requiere nueva infraestructura de energía eléctrica", *Radiofórmula QR*). Esta línea también ha sido presa de "apagones" por incendios en zonas cercanas aunque también podría ser afectada por fenómenos como huracanes (Nava D., 2019, 10 de abril, "Península de Yucatán, en riesgo de desabasto energético: CRE", *El Financiero*).

En consideración de las particularidades que implican la transmisión de electricidad con los otros países del PIDM, el objeto central de esta tesis es el

aprovechamiento de energías limpias con mayor proximidad a los países vecinos del sur: Guatemala y Belice. Es decir, el estudio de este trabajo se centrará en el aprovechamiento de fuentes hidráulicas provenientes de Chiapas, eólicas en el istmo de Tehuantepec y de gas natural que, si bien no es originario de la península de Yucatán, es el principal insumo transportado a ese lugar para la generación eléctrica. También se incluye el tema de los esfuerzos recientes para la instalación de megaproyectos eólicos y solares en dicha Península. Para la visualización de estas tres zonas objeto de estudio sirve de referencia el Mapa 1 del Anexo ilustrativo de esta tesis.



Mapa 1. Edición propia sobre la base del mapa del portal virtual del Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

Expuesto lo anterior, a continuación se expone la normativa nacional que rige el sector eléctrico, compuesta por la legislación, políticas de gobierno, resoluciones judiciales y administrativas trascendentes que han tenido impacto en tales zonas del país.

2.2.- Normativa anterior a la reforma constitucional de 2013

En consideración de lo expresado por Ferney (2012, p. 53), es conveniente señalar que la evolución del derecho mexicano en el sector eléctrico ha sido objeto de interacciones entre el aparato estatal y la iniciativa privada, de manera que cada una de estas dos esferas, en cierto momento, ha tenido mayor influencia que la otra.

A finales del siglo XIX el gobierno otorgaba concesiones a inversionistas privados para construir y operar redes de electricidad para la industria textil, minera y las ciudades. Durante esta época las áreas rurales quedaron marginadas del acceso al servicio. A partir de la década de los 30, los ingresos generados por los sectores petrolero y eléctrico

contribuyeron a una estrategia de desarrollo y crecimiento en el que el resto de la industria y economía nacional se integró en torno a ellos (Cárdenas, 2015, p. 612). En 1934 se crea la CFE para regular las tarifas del sector, llevar la coordinación del gobierno con privadas en su desarrollo y suministrar el servicio eléctrico en áreas marginales (Carreón y Meritet, 2014, pp. 513 - 519).

Con el fin de evitar una nacionalización abrupta por parte del Estado, se procedió en la década de los 40 a un proceso gradual de adquisiciones de activos de origen privado y de construcción de nuevas plantas de generación, transmisión y distribución. La mayor parte de las regiones del sistema eléctrico mexicano pasaron al control de la CFE, salvo los Estados del centro, al ser estos operados por Luz y Fuerza de Centro, (LFC), otra empresa estatal²⁶ (Carreón y Meritet, 2014, p. 517-519 y Ferney, 2012, p. 54-57). En concordancia a la rectoría del Estado, en 1960, se adiciona el párrafo sexto del artículo 27 constitucional, en el que se estableció la facultad exclusiva de la nación en la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad en la prestación del servicio público²⁷, sin concesiones a particulares (Hernández, 2010, p. 111).

En 1975 se aprueba la LSPEE (Ferney, 2012, p. 58), la cual culmina la nacionalización del sector con el fin de asegurar suministro de manera equitativa. En la medida que la demanda aumentaba, las plantas generadoras a base de carbón comenzaron a agotarse y las hidroeléctricas no terminaban por satisfacer el abasto. Al mismo tiempo, el país comenzó a aumentar su producción de hidrocarburos así que el Estado estimó conveniente aprovechar dicha fuente primaria para la generación eléctrica. Entre 1970-1980 CFE y LFC compraron hidrocarburos a PEMEX a un precio 70% por debajo de su costo de oportunidad, por lo que esta especie de subsidio reflejaba desinterés en la inversión en fuentes renovables (Carreón y Meritet, 2014, pp. 518 y 519).

En los años 80 se comenzó a observar un desgaste en el modelo del monopolio estatal. El hecho de que los costos de operación a través de hidrocarburos aumentaran, que la transmisión en manos de solo dos empresas estatales generara pérdidas y que el aumento de la demanda implicaba inversiones públicas que se transformaron en endeudamiento, motivó a reformar la LSPEE en 1992 para incluir, en su artículo 3, la

26.- Una vez extinta LFC en 2009, sus activos formaron parte de CFE.

27.- De acuerdo a lo señalado por (Martínez, 2017, pp. 238) se puede considerar al servicio público como una obligación del estado en cubrir "una necesidad básica continua y generalizada". En el caso del sector eléctrico, el servicio público se enfocaba a todas las etapas productivas que forman parte de él.

participación de privadas en la generación que no fuera servicio público²⁸ (Carreón y Meritet, 2014, pp. 522-524; Ferney, 2012, p. 59; y Reyes et al., 2018, p. 371).

Aunque la política energética llevada por el monopolio estatal opuso resistencia a los procesos de apertura (Cárdenas, 2015, pp. 612), aparecieron nuevos esquemas que permitieron a la CFE apoyarse en el capital privado para expandir su parque de generación con preferencia a las centrales de ciclo combinado operadas con gas natural pertenecientes a productores independientes (PIE). Al mismo tiempo, comenzó a desarrollarse un mercado paralelo al servicio público, integrado por generadores privados y grandes consumidores que utilizaban la red nacional para la transmisión y distribución. Una buena parte de los proyectos privados de generación contemplaron fuentes renovables, especialmente los parques eólicos en el sur del Istmo de Tehuantepec (V. Rodríguez, 2016, pp. 37-39). Resalta el hecho que las negociaciones en el TLCAN influyeron en la formación de un mercado regional con las figuras de importadores y exportadores privados previstos en la LSPEE de 1992 (Ferney, 2012, pp. 60 y 62).

Con las reformas de los años 90, la estructura de la industria eléctrica se transformó en un modelo donde el Estado se encargaba de la mayor parte del suministro eléctrico en todo el territorio nacional, que por vía de la CFE utilizaba su propio parque de generación pero también decidía a quién comprar cantidades de electricidad contratadas a largo plazo (V. Rodríguez, 2016, pp. 36 y 37). Mientras CFE mantenía su control sobre el servicio público, el sector privado comenzaba a tomar una aportación sumamente considerable en las modalidades de cogeneración y PIE, al igual que en las de autoabastecimiento, importación y exportación (González, 2017, pp. 40, 77, 81 y 82). Sin embargo, la mayor participación de las PIE propició la concentración de pocas empresas transnacionales en las licitaciones, bajo la ausencia de un marco normativo adecuado para la prevención de posibles actos oligopólicos (Hernández, 2010, pp. 124 - 128).

Es de reconocer que, entre los logros obtenidos antes de la reforma de 2013, con el monopolio público y más tarde del modelo híbrido de comprador único destacaron la estabilidad en el suministro para los usuarios de las redes nacionales; cobertura nacional de 98%; subsidios favorables para agricultores y hogares de bajos recursos; transición de

28.- Los supuestos que no consideraba el artículo 3 de esta ley como servicio público eran autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción; producción independientes para venta a CFE, de exportación, de importación para fines de autoabastecimiento y la generación de energía en casos de emergencias por interrupciones en el servicio público.

la infraestructura del sector público a una más diversificada y menos contaminante; un ritmo productivo acorde al crecimiento de la demanda; y la inserción de una dinámica de competencia en las licitaciones para ventas a CFE (V. Rodríguez, 2016, pp. 40 y 41).

Por otro lado, el modelo de comprador único también mostró ciertos inconvenientes. Después de crisis de 1994 se le prohibió a CFE la contratación de deuda, por lo que ante el crecimiento de la demanda, suscribió contratos a largo plazo con los PIE para que estos financiaran el desarrollo de infraestructura, bajo la obligación de pago en dólares por parte del Estado en los ejercicios fiscales subsecuentes, una vez que la obra terminada tuviera rentabilidad. La proliferación de estos acuerdos y la inflación contribuyeron de todas maneras en el aumento del endeudamiento público que repercutió en los gastos para el mantenimiento de las plantas estatales (Carreón y Meritet, 2014, pp. 524 - 527). El desarrollo del mercado paralelo de generación y suministro mediante figuras excluyentes del servicio público también causó la fuga de usuarios que debilitaron las finanzas y capacidad operativa del Estado (V. Rodríguez, 2016 p. 42).

Asimismo, la aplicación persistente de subsidios establecidos por SHCP a usuarios residenciales y agrícolas resultaba en tarifas por debajo de los costos a cubrir que agravaban la situación financiera de CFE (Carreón y Meritet, 2014, pp. 529) e impedía la consecución de incentivos para la modernización y cobertura del servicio público (Hernández, 2010, p. 131). Además, la SHCP también ejercía un fuerte control patrimonial de CFE en cuanto a su presupuesto, ingresos, carga fiscal y adquisición de créditos que profundizaron su endeudamiento (V. Rodríguez, 2016, p. 40 y 41).

La falta de mantenimiento y modernización de los equipos e instalaciones en toda la cadena productiva de CFE provocó ineficiencias en el sector consistentes en el uso desmedido de combustibles contaminantes, así como pérdidas técnicas en la transmisión y distribución. Adicionalmente, las restricciones financieras que surgieron a raíz del aumento de sus pasivos, también provocaron limitaciones a la inversión con un enfoque sostenible. Tampoco se afrontó la ausencia de un regulador ante la discrecionalidad de CFE en la compra de electricidad. En ese sentido, se evidenció cierta desatención a la inversión privada para el uso de energías renovables, pues se previó que sus precios no serían rentables en un mercado configurado para generadores a base de combustibles fósiles (Del Río et al., 2016, p. 37-39 y Ch et al., 2013, p. 17-20 y 33-37).

2.3.- Controversias judiciales en el modelo anterior a la reforma.

Aún con las imperfecciones apreciadas en el desempeño de la rectoría estatal, la reforma aperturista en el servicio público de la electricidad se enfrentó a mayores resistencias de corte nacionalista, en comparación a otros sectores económicos durante los años ochenta. El argumento en contra tiene fundamento en el rechazo de compartir la renta directa por la explotación de las fuentes de energía fósiles y renovables del país a intereses extranjeros y particulares (Cárdenas, 2015, pp. 548-549, 592 y 593; Ferney, 2012, pp. 255; Ch et al., 2013: 36-37). Por ende, se observó desde la década de los 2000 la necesidad de esclarecer el alcance de la participación privada en el sector eléctrico.

En 2001, representantes del Poder Legislativo impugnaron vía controversia constitucional (Expediente 22/2001) el decreto publicado en el DOF, el 24 de mayo de 2001, por el que reformaba y adicionaba disposiciones al Reglamento de la LSPEE. El argumento de preocupación de los promoventes fue que la suscripción de convenios del Ejecutivo con particulares por los excedentes de generación eléctrica para el caso de autoabastecimiento, cogeneración, PIE y pequeños productores absorbiera las facultades del poder legislativo para regular el funcionamiento del servicio público de la electricidad. El 25 de abril de 2002, La SCJN sentenció la inconstitucionalidad del decreto (Hernández, 2010, p. 114; Ferney, 2012, pp. 231 – 241; y González, 2017, p. 80).

Posteriormente, las controversias constitucionales 61/2004 y 74/2005 retomarían el punto de discusión sobre la reglamentación de la participación privada entre el poder legislativo y ejecutivo. El origen de ambas controversias partió de una denuncia interpuesta ante la ASF, máximo organismo de fiscalización de la federación que pertenece a la Cámara de Diputados (Art. 79 CPEUM). En ellas se cuestionó la constitucionalidad de los permisos otorgados por la SENER a generadores privados para su transmisión a establecimientos asociados. La ASF consideró esto como un daño patrimonial a la CFE, a LFC y la afectación de un área estratégica como la electricidad (Hernández, 2010, pp. 115 - 118). La SCJN resolvió que el tema de otorgamiento de permisos a particulares para la generación de electricidad con fines no encaminados al “servicio público”, se trataba de atribuciones de la administración pública encabezada por el Ejecutivo federal y no de revisión de la cuenta pública que regulan la gestión financiera del Estado, donde la ASF es competente (Hernández, 2010, pp. 118-120).

Pese a lo resuelto en la primera de estas tres controversias, las otras dos terminaron por abrir camino a un proceso de legitimación para la participación privada en

el sector eléctrico, siempre que no entraran en las disposiciones establecidas para el “servicio público”. También reflejaron el aumento de facultades del Poder Ejecutivo, en perjuicio de la esfera de competencia del poder legislativo. Es con este panorama que incrementó el interés de invertir en el sector por parte de nuevos generadores, aunque todavía quedaba pendiente garantizar una mayor certeza desde la Constitución en la apertura del sector (Hernández, 2010, pp. 120 y González, 2017, p. 118).

2.4.-Reforma energética de 2013

De los problemas observados antes de 2013, independientemente de la afinidad política, se reconoció la necesidad de reajustar la política energética en aras de conseguir los objetivos de seguridad, autoabastecimiento, eficiencia energética y diversificación sostenible. La reforma se justificó principalmente bajo la idea de atender el ritmo decreciente en la producción de hidrocarburos mediante la participación privada (Torres, 2015, pp. 1-14; González, 2017, pp. 31-37; Loyola y Priego, 2018, pp. 19-22 y 32-37; y Melgar, 2018, pp. 51-54).

No obstante, también se integró el objetivo de ampliar la participación privada en la generación y suministro de electricidad. Esto se reflejaría en la disminución de las tarifas del servicio, la reducción de pérdidas que tiene CFE en la transmisión y distribución (Del Río et al., 2016, p. 37), sustituir el uso de fuentes emisoras de GEI, atender la falta de conexión en zonas marginales con alto potencial de fuentes renovables (Ch et al., 2013, p. 17; y Zandonai et al., 2016, pp. 275 y 276), modificar las atribuciones de CFE en privilegiar la conexión de sus plantas a las redes nacionales y completar la cobertura en favor de más de 2 millones de personas (V. Rodríguez, 2016, p. 43).

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el DOF el decreto presidencial que ordena reformar los artículos 25, 27 y 28 de la CPEUM para disponer de una nueva política energética. El decreto dispuso además veintiún artículos transitorios que determinan el proceso de elaboración de la legislación secundaria, misma que implicó la adición y modificación de normas sobre electricidad, hidrocarburos, administración pública, inversiones, comercio, recursos fiscales, financiamiento y medio ambiente (González, 2017, pp. 95-131; Cárdenas, 2017b; y Gutiérrez Rodríguez, 2017, p. 186).

De la modificación a los artículos constitucionales mencionados, se entiende que el Estado, en un principio, mantiene la rectoría sobre la planificación y el control del

sistema eléctrico, así como los servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad. No obstante, tiene la facultad de contratar a particulares para colaborar en estas funciones. Esto quiere decir que en las etapas de generación y comercialización, se permite la competencia abierta con empresas privadas. Para esta dinámica, el Estado debe propiciar las condiciones que permitan un entorno de competitividad sujeta a criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad en atención al interés público. (Del Río et al., 2016, pp. 59 -60; y Zandonai et al., 2016, pp. 279 - 280).

Con base en lo expresado por Hernández (2018, pp. 16, 35 y 36), se concibe que la reforma en el sector eléctrico persigue cuatro objetivos esenciales para mejorar la competitividad del servicio: constitucionalizar la apertura de mercado con nuevos agentes privados en toda la cadena productiva, excepto para el caso de la transmisión y distribución; rediseñar el papel del Estado a través de diversas entidades como un competidor, rector de la política energética y regulador del mercado; promover el uso de energías limpias; y completar el acceso universal al resto de la población. Con el fin de implementar las disposiciones constitucionales y reglamentarias de estas áreas, el gobierno dispone de una variedad de planes y programas. Entre ellos, el principal es el PRODESEN, realizado anualmente con proyecciones a futuro hasta por catorce años en todas las etapas productivas (Hernández, 2018, pp. 47-52).

2.4.1.-Establecimiento del mercado eléctrico mayorista

Para efectos de reglamentar la reforma constitucional de 2013 se abroga la LSPEE y se emite la LIE. Esta ley establece que el sector eléctrico comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del MEM y la proveeduría de insumos primarios para su funcionamiento (Artículo 2, LIE).

Con la creación del MEM, los participantes pueden celebrar contratos de compraventa de electricidad, servicios conexos para garantizar la confiabilidad del sistema, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, CEL, exportación, importación y los demás productos asociados y servicios conexos para garantizar el funcionamiento confiable del Sistema Eléctrico Nacional (artículo 96, LIE). Dada la extensión que requeriría analizar cada uno de ellos, en este trabajo se enfocará principalmente al mercado nacional y regional de electricidad. Por la relación que existe con las variables

dependientes sobre los beneficios en el comercio y en el equilibrio ecológico, también se abordará el mercado de CEL para la promoción de energías renovables.

La apertura comercial de la reforma permite que estas transacciones se puedan dar entre CFE y actores privados o entre estos últimos a fin de asegurar el suministro de la energía eléctrica. Los actores del MEM pueden participar entonces bajo las modalidades de generador, comercializador, suministrador, comercializador no Suministrador o Usuario Calificado (artículo 3, fracción XXVIII, LIE). Para reglamentar el nuevo entorno de competencia comercial, se publicó en el DOF, el 8 de septiembre de 2015, las Bases del Mercado Eléctrico a modo de establecer las medidas administrativas generales, el diseño y operación del mercado, así como los derechos y obligaciones de los participantes (Del Río et al., 2016, p. 87). El enfoque mercantilista del sistema se refleja también en la aplicación del Código de Comercio y, supletoriamente, el Código Civil Federal, de conformidad con el artículo 5o. de LIE (Cárdenas, 2015, pp. 581 y 582).

El mercado para la compraventa de energía y servicios conexos se compone en un principio por el MECP, vigente en las zonas de estudio a partir del 29 de enero de 2016. En este mercado, para cubrir el suministro a los usuarios calificados y comercializadores se toman en cuenta los costos variables según el tipo de tecnología para la generación en los puntos de inyección de electricidad (Costos marginales locales), así como los precios calculados en los puntos de retiro, que además de los costos marginales, toma en cuenta posibles saturaciones y pérdidas de energía, de acuerdo a la demanda en cada centro de carga (Precios de Nodos Distribuidos). Básicamente, el generador de menor costo será el primero en ser despachado hasta llegar a aquel de mayor costo, aunque el precio a pagar a los generadores corresponde al costo de la última central despachada, es decir, aquella con el costo variable más alto. El MECP se compone a su vez por tres submercados: el MDA, en el que las ofertas para comprar o vender se realizan en el día previo al día de inyección o retiro; el MTR, donde las ofertas horarias de compra y venta son el mismo día de su realización; y el MHA, cuyas ofertas se realizan con una hora de anticipación. A pesar de que el MHA tendría que haber entrado en vigor en la segunda etapa de operación del MEM, debió iniciar a más tardar en 2018, su implementación ha quedado pendiente²⁹³⁰.

29.- Para un mayor conocimiento sobre el funcionamiento del Mercado de Energía a Corto Plazo y sus submercados, dada su complejidad, es posible consultar las bases 1.3.1, 1.3.2, 1.4, 2.1.73, 2.1.74, 2.1.75, 2.1.76, 4.3.3 inciso c) numeral IV subinciso c), 9.1.8, 9.1.9, 9.1.10 y todos los puntos relativos a la base 10 de

En cuanto a la primera fase de la cadena, existen dos tipos de generadores. Primero están aquellos que requieren autorización para generar energía a través de centrales eléctricas con una capacidad instalada igual o mayor a 0.5 MW y los que funcionan como representantes de dichas centrales o que pueden revender la energía que estas generan. Segundo, están los generadores con capacidad menores a 0.5 MW, quienes están exentos de autorización de la CRE y sólo podrán usar la energía producida para autoconsumo o venderla por medio de suministradores (Artículos 17 a 25, LIE). Los particulares pueden utilizar cualquier tipo de fuente energética para la generación, con excepción de la energía nuclear (V. Rodríguez, 2016, p. 44).

Una vez generada la electricidad, la transmisión se realiza a través de líneas y subestaciones que la conducen hasta los centros de carga para su distribución a los usuarios finales (artículo 3, fracción VII, LIE). Existen líneas de transmisión, subtransmisión y distribución cuya diferencia radica en los niveles de tensión y cuya reglamentación se rige por los artículos 26 a 44, LIE. Las líneas de transmisión cuentan con un voltaje de 400 KV a 230 KV y las de subtransmisión con uno de 161 kv a 69 kv. Por su parte, las líneas de distribución pueden tener voltajes de 6 kv a 400 kv o ser de baja tensión, con un voltaje de 220 a 240 volts (Carreón, 2010, p. 16).

La RNT es el mallado principal del país integrado por el conjunto de líneas que transportan la energía eléctrica a las RGD para la población y a las líneas de interconexión a sistemas eléctricos extranjeros (Artículo 3, fracción XXXV, LIE). En estas etapas productivas, pese a ser facultad exclusiva del Estado y que no se pueden otorgar concesiones, según el artículo 27, párrafo 6° constitucional, es posible formar asociaciones y contrataciones con particulares “por cuenta de la nación” para llevar a cabo el financiamiento, instalación, mantenimiento, operación, ampliación y otras actividades relacionadas con la infraestructura para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución (Artículo 30, LIE y V. Rodríguez, 2016, p. 44). Los artículos 42 y 71 de la LIE

las Bases del Mercado Eléctrico emitidas en 2015, entre otros puntos inmersos en las mismas. Como apoyo es posible acudir a los enlaces <https://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx> sobre el mercado y operaciones en el sector y <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx> sobre precios marginales locales y nodos de distribución, ambos disponibles en el portal electrónico del CENACE, así como los trabajos de Ibáñez et al., 2015, pp. 4, 6, 7, 9, 10, 15, 21, y 25; KMPG Cárdenas Dosal, S.C., 2016, p. 10; García y Gutiérrez A., 2018, pp. 8, 15, 23, 33, 47, 50, 58, 69, 102 y 104; Yaneva, Tisheva y Tsanova, 2018, pp. 7 y 8; y el documento de carácter meramente informativo y de orientación de la Comisión Reguladora de Energía titulado *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos*, s.f., pp. 16-20, disponible en su portal digital <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

30.- La afirmación hecha sobre la implementación pendiente del MHA se hace con base en la respuesta obtenida el 29 de enero de 2020, vía correo electrónico por parte de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista, la cual pertenece al CENACE.

establecen la preferencia de ambas actividades sobre cualquier otra forma de aprovechamiento de la superficie y el subsuelo, en atención al carácter “estratégico” concedido por el artículo 2 de la misma ley y en apego al artículo octavo transitorio del Decreto de 2013 por el que se reforma la CPEUM.

La siguiente sección en la cadena es la comercialización. De acuerdo al Artículo 45 de la LIE, se establece que la misma comprende la prestación del suministro eléctrico a los usuarios finales; la representación a los generadores exentos en el MEM; las transacciones bajo contratos de cobertura eléctrica entre los generadores, comercializadores y usuarios de alta demanda por un tiempo y precio acordado (artículo 96 y 97, LIE); la adquisición de servicios de transmisión y distribución conforme a las tarifas reguladas; la enajenación de los servicios conexos no incluidos en el MEM; y las demás que determine la autoridad reguladora. En concreto respecto al Suministro Eléctrico, el artículo 3, fracción LII de la LIE lo define como el conjunto de productos y servicios encaminados a satisfacer la demanda de electricidad a los distintos tipos de usuarios finales, actividad que se conforma por servicio calificado, de suministro básico y de último recurso. El suministro comprende una parte sustancial de la comercialización ya que incluye la enajenación de electricidad para su entrega en los Centros de Carga.

La LIE hace la distinción de regímenes entre estos usuarios en función del tipo de suministro que reciben³¹. El artículo Décimo Quinto Transitorio de la LIE establece actualmente que el registro de usuarios calificados se dirige a los que tienen un consumo con una demanda mayor a 1 MW³². Como excepción a las reglas del MECP, los precios de la energía pueden ser acordados entre este tipo de usuarios con los generadores, y comercializadores, mediante contratos de cobertura (Del Río et al., 2016, p. 61 - 62).

En el caso de los usuarios con una demanda menor a 1 MW, o sea, del suministro básico, son atendidos con tarifas gestionadas por la SHCP y reguladas por la CRE con base en criterios económicos para tarifas diferenciadas (Zandonai et al., 2016, p. 280; y V. Rodríguez, 2016, p. 45). En este caso, el suministrador básico puede celebrar contratos

31.- Conforme al artículo décimo transitorio, segundo párrafo de LIE, los titulares de los permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, exportación y usos propios continuos avalados por la LSPEEE tienen la opción de migrar a permisos de generación de la LIE.

32.- De acuerdo al artículo periodístico publicado por Solís A., (2018, 6 de noviembre, No sólo del norte, México importa electricidad de Panamá, *Forbes México*), la entonces directora de CFE Calificados, Katya Somohano, ejemplificó que 1 MW alcanza para abastecer la demanda de un edificio como la torre BBVA Bancomer en la Ciudad de México, donde trabajan 4,500 personas.

de cobertura eléctrica para adquirir la energía y productos asociados mediante subastas con el fin de obtener los menores costos este tipo de servicio (Del Río et al., 2016, p.62). Dicho suministro se considera como actividad prioritaria para el desarrollo nacional (Artículo 2, 12 fracción IV, 53. 138 y 139, LIE).

En el suministro de último recurso, sólo se prestan servicios a usuarios calificados bajo un precio máximo, por un periodo determinado y en caso de inactividad del suministrador original (Artículo 3, fracción XLVIII, LIE).

Cabe añadir que, como alternativa a las fluctuaciones que pudieran suscitarse en los precios del MEM, los suministradores de servicios básicos tienen la opción de celebrar contratos legados, cuyos precios están basados en los costos que abarcan la generación de energía y productos asociados, entre ellos los CEL. Estos contratos se realizan, por un lado, a través de las Centrales Eléctricas Legadas, mismas que corresponden a centrales de CFE y, por otro, las Centrales Externas Legadas, correspondientes a las centrales privadas concebidas como PIE bajo la legislación anterior y cuyo fin es vender energía a CFE (Artículo 3, fracción XIV y décimo noveno transitorio, LIE). Estos contratos buscan que el suministrador básico, actualmente sólo la CFE, ofrezca una tarifa final menor a los usuarios que la que normalmente se ofrecería en el MEM y sólo en caso de que existiese un excedente de energía generada, podría ofrecerse en dicho mercado. Si bien este tipo de contratos pueden minimizar los costos de CFE como suministrador básico, también pueden provocar un riesgo a las finanzas de las centrales generadoras (ASF, Auditoría realizada a CFE Generación I, 2019, pp. 34, 35 y 37).

2.4.2.-Actuación de las autoridades competentes

Con la reforma de 2013 y sus subsecuentes leyes secundarias se superaron las reservas del Estado en el modelo “híbrido” de comprador única para facultarlo en nuevas reglamentaciones en cuanto a la ampliación de mercado eléctrico. En ese sentido, la reforma pretende la reestructuración de sus capacidades institucionales como competidor, regulador, inversionista y asociado de otras empresas, en un mercado para diversos consumidores (V. Rodríguez, 2016, pp. 45 - 50). La LIE, en su artículo 6, dispone que los objetivos generales de la participación del Estado son garantizar la eficiencia y seguridad del sistema eléctrico nacional; impulsar la inversión y la competencia donde ésta sea factible; propiciar la expansión del sector con respeto de los derechos humanos de las comunidades y pueblos; fomentar la diversificación de la matriz de generación eléctrica:

completar la universalización del suministro eléctrico; y proteger los intereses de los usuarios finales. Para la consecución de estos objetivos, la reforma contempló la articulación entre diversos órganos gubernamentales, nuevos y preexistentes.

La SENER es la dependencia del poder Ejecutivo Federal responsable de dirigir la política nacional energética (Zandonai et al., 2016, pp. 283). Por tal motivo, entre sus facultades más importantes, debe establecer los términos y vigilar el cumplimiento de la estricta separación legal de las etapas productivas que conforman la industria eléctrica, revisar y autorizar las reglas de operación del MEM, establecer los lineamientos para la adquisición de los CEL, autorizar los programas para ampliar y modernizar la RNT y las RGD, diseñar las medidas para la electrificación en comunidades marginadas y asegurar la coordinación interinstitucional para la ejecución de programas de infraestructura³³.

La CRE es la dependencia del Ejecutivo Federal con personalidad jurídica propia, autonomía técnica, operativa y de gestión encargada de regular y promover la eficiencia del sector eléctrico a través de criterios de competencia y que se extienden a las actividades de fijación tarifaria, cumplimiento de requisitos en las etapas productivas, otorgamiento de permisos para la generación y emisión de certificados al tratarse de energías limpias (CEL). También regula las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, regasificación y expendio de gas natural³⁴.

El CENACE es el ente público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, encargada del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y del MEM, bajo los valores de competencia. Para ello, coordina el mantenimiento de las centrales generadoras, de la RNT y las RGD a fin de asegurar la confiabilidad del sistema; factura las transacciones entre los integrantes del mercado; lleva a cabo subastas de cobertura autorizadas previamente por la CRE; coordina el restablecimiento del suministro ante contingencias, entre otros. Asimismo,

33.- Las disposiciones principales en el marco institucional de la SENER para la materia son los artículos 33, fracciones I, V, XXVI, XXVII, XXIX y XXX de LOAPF; 3 fracción XXXII y XLIV inciso e), 11 fracciones I, II, III, V, IX, X, XIII, XIX, XX, XXI, XXIV, 13, 14 y 68 de la LIE; 7 fracción I, 14 fracción XVI, 29 fracciones II y V y 68 de LTE; y 45 de la LGCC. Como referencia, puede observarse el marco establecido en el PRODESEN 2019 – 2033, pp. 3 - 7.

34.- Las disposiciones principales en el marco institucional de la CRE son los artículos 2, 3, 41 y 42 de LORCME; 3 fracción V, 15, 59, 60 y 69 de la LTE; 3 fracción LIII, 12, 17, 22, 27, 46, 49, 56, 58, 95, 128, 138 y 139 de la LIE.

coordina la celebración de convenios autorizados por la SENER con organismos operadores de los sistemas eléctricos extranjeros³⁵.

Respecto al manejo del gas natural para producir electricidad, el CENAGAS, es el organismo público descentralizado que sustituye a PEMEX en la gestión y administración del sistema de ductos de transporte, instalaciones de almacenamiento y equipos de compresión, licuefacción, descompresión y regasificación para el gas natural. En relación a tales funciones, está facultado para proponer a la SENER, previa opinión técnica de la CRE, los planes de expansión y licitar proyectos estratégicos para el sistema, con estricto apego al acceso abierto para los permisionarios, entre ellos CFE (Cárdenas, 2015, p. 566; Del Río et al., 2016, p. 53; y Madero, 2018, pp.247-254)³⁶.

La CFE es la entidad pública que aún se mantiene como el principal actor en la industria nacional, independientemente de las disposiciones dispuestas por la reforma para la transformación de su régimen productivo³⁷. Dicha entidad deja de ser una empresa descentralizada de la administración pública federal cuyo fin eragarantizar la prestación de un servicio público como actividad estratégica del Estado para el desarrollo nacional. Con la nueva LCFE, la entidad se constituye como una Empresa Productiva del Estado o EPE, con una concepción estratégica corporativista, enfocada a la maximización de rentabilidad gracias a un entorno de competencia nacional y participación en el extranjero (Cárdenas, 2015, pp. 591 – 597; y Artículos 1, 2, 3, 4 y 5 de LCFE).

Entre las nuevas disposiciones previstas para la empresa, es que aún mantiene como objeto la prestación del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica a través de la RNT y las RGD (Artículo 5, LCFE). Mientras esta función es obligatoria para CFE, de manera facultativa, se le permite realizar dentro y fuera del país la generación y comercialización de electricidad, gas natural y cualquier otro tipo de combustible. También puede otorgar garantías y asociarse con terceros. Para realizar estas actividades la reforma diversificó sus activos en empresas productivas subsidiarias

35.- Las disposiciones principales en el marco institucional del CENACE son los artículos 3 fracción XIX, XX, XXVII, XXVIII, 15, 16, 17, 18, 25, 26, 33, 34, 35, 36, 38, 41, 44, 47, 53, 64, 67, 94, 95, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 132, 135, 137, 159, 160, 166 y Quinto transitorio de la LIE; y 16, 30, 39 y 67 de la LTE.

36.- Las disposiciones principales en el marco institucional del CENAGAS son el artículo Décimo Sexto Transitorio, inciso a) del Decreto de reforma a la CPEUM publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013; el Decreto publicado en el DOF el 28 de agosto de 2014 por el que se crea el CENAGAS; y los artículos 65 a 69 y décimo segundo transitorio de la Ley de Hidrocarburos.

37.- Vale la pena mencionar que, al igual que la CFE, PEMEX es la otra entidad que pasó por un cambio similar de entidad paraestatal, descentralizada de la administración pública federal, a una EPE cuyo análisis requiere ser estudiado detalladamente en otras investigaciones.

y filiales, según el artículo 6 de la LCFE y los Términos de la estricta separación legal de la empresa, publicados en el DOF el 11 de enero de 2016. El motivo de diversificación es conseguir mayor rentabilidad para la empresa, al permitir el compartimiento de costos, inversiones y utilidades riesgos y demás aspectos corporativos (artículos 6 - 8, LCFE).

Las subsidiarias son empresas con personalidad jurídica y patrimonio propio que realizan actividades que determine el Consejo de Administración de CFE y sujetas al régimen patrimonial y de responsabilidades administrativas previsto en LCFE (Artículo 58). Las filiales, son aquellas empresas nacionales o extranjeras donde participa directa o indirectamente en más del cincuenta por ciento de su capital social, cuya naturaleza jurídica se rige conforme al derecho privado del lugar de su constitución o creación (Artículo 59, LCFE). De este modelo se acordó la distribución de CFE en el orden siguiente: Seis subsidiarias de generación, una subsidiaria de transmisión, una subsidiaria de distribución, una subsidiaria de suministro básico, una empresa filial de intermediación de Contratos Legados, una empresa filial de suministro calificado, una empresa filial de CFE para suministro de combustibles y otra filial más para la transacción internacional de estos combustibles, además de cuatro unidades de negocio³⁸.

La CFE, como una EPE, cuenta con un régimen de derecho privado que puede vincularse a normativas extranjeras, tratados comerciales y de inversión (Artículo 118, LCFE), con un régimen patrimonial y de responsabilidades administrativas de excepción, distintos a otros sectores de la administración pública. En ese sentido, se le dota de un Consejo de Administración con reglas *sui generis* sobre la determinación de procedimientos de transparencia y rendición de cuentas (Artículos 1, 3, 58, 59 67, 102 y Décimo Cuarto Transitorio, LCFE). Señala Cárdenas, (2015, pp. 591- 597) que la “transmutación jurídica” de la CFE como EPE igual se observa en los procesos de contratación previstos por el artículo 82 de la LCFE, ya que los actos dentro del procedimiento de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras son de naturaleza administrativa, mientras que una vez firmado el contrato son de carácter mercantil y civil.

2.4.3.- Promoción de energías renovables

38.- Dicha distribución se encuentra disponible en el Manual de Organización General de la Comisión Federal de Electricidad (2017, p. 2), con el apoyo del portal electrónico de CFE, sección de la estructura del corporativo, disponible en <https://www.cfe.mx/acercacfe/Estructura%20CFE/Pages/corporativo.aspx>

La reglamentación para la protección ambiental y promoción de energías limpias incluidas en la reforma encuentran motivo en las metas asumidas por México ante la comunidad internacional. Específicamente, manifestó su compromiso en el cumplimiento de los objetivos del desarrollo sostenible de la Agenda 2030 y del Acuerdo de París (Tudela, 2018, pp. 287-314), donde destaca la reducción del 22% de GEI para el 2030³⁹.

Con la aprobación de la Ley de Transición Energética (LTE) de 2015, en armonía con la Ley General del Cambio Climático (LGCC) de 2012, se establece que la SENER debe fijar una meta de participación de energías limpias⁴⁰ en la generación de electricidad del 25 % para el año 2018, del 30 % para 2021 y del 35% para 2024 (artículos Tercero Transitorio, numeral II, inciso e), LGCC y Tercero Transitorio, LTE).

Durante la implementación de la reforma se procuró que los sectores comerciales e industriales pudieran comprar energía limpia a otros productores que no fueran CFE, a manera de promover la competencia de un mercado que hasta el momento se había configurado con un predominio de fuentes fósiles (Beltrán, 2016, pp. 235 y 236). En ese sentido, se crearon los ya mencionados CEL, para acreditar la producción de cierta cantidad de energía limpia (un MWh por CEL) y alcanzar las metas de transición programadas hasta el 2024 (Zandonai et al., 2016, pp. 281 - 282). El CEL busca que los participantes del MEM compren un porcentaje de sus necesidades energéticas a partir de estas fuentes, según el monto y requisitos que establezca la SENER ya modo de evitar el pago de multas por daños ambientales (V. Rodríguez, 2016, p. 45). Esto implica que los nuevos generadores, además de vender dicha energía también pueden vender los certificados, bajo las reglas de oferta y demanda (Del Río et al., 2016, pp. 64, 65 y 76)⁴¹.

La LTE establece fondos de inversión y financiamiento público y privado para el aprovechamiento de energías limpias y reducción de emisiones de GEI que incluyen la ejecución de proyectos de generación limpia, desarrollo de redes eléctricas inteligentes o

39.- Comunicado realizado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (2018, 30 de julio), con enlace disponible en <https://www.gob.mx/inecc/prensa/inecc-reitera-su-compromiso-ante-el-acuerdo-de-paris-con-rutas-de-mitigacion-al-cambio-climatico>

40.- Nótese que la LGCC y LTE se refieren igualmente al compromiso de energías “limpias” y no renovables, lo que permite el uso de energías señaladas en El artículo 3, fracción XXII, Inciso k) de la LIE, mismas que pueden producir emisiones o residuos por medio de la cogeneración eficiente o cualquier otra tecnología que no emita más de 100 kg de carbono sobre MWh, en atención a los artículos 3, fracción VI y décimo sexto transitorio, fracción IV, V, VI de LTE.

41.- El marco institucional que rige a los CEL puede consultarse principalmente en los artículos 3 fracción VIII, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128 y 165, fracción IV inciso c) de la LIE; artículo 68 de la LTE; y Secciones III y V de los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpia

la modernización de instalaciones y edificaciones para un suministro y consumo eficientes (artículos 43 a 67 y 75 a 77 de LTE y Del Río et al., 2016, p. 75 y 76).

Respecto a las externalidades que pudieran manifestar los proyectos relacionados con la industria eléctrica, estos deben atenerse a principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos de las comunidades y pueblos indígenas de las regiones donde se pretendan llevar a cabo. Para ello, la SENER debe informar a los interesados en la ejecución de estos proyectos sobre la presencia de estos grupos.

Para las autorizaciones correspondientes a la ejecución, los interesados están obligados a presentar a dicha entidad una evaluación que cuente con la valoración de los impactos sociales, al igual que las medidas de prevención, gestión y mitigación ambientales correspondientes. Por otro lado, la SENER debe llevar a cabo los procedimientos de consulta y cualquier otra actividad necesaria para la salvaguarda de los derechos de las comunidades indígenas a través de sus instituciones representativas, en coordinación con las autoridades que estime competentes de acuerdo a la naturaleza del proyecto. Durante la consultase deberá presentar información vasta y veraz a estos grupos con el fin de alcanzar un acuerdo libre e informado. Los términos y condiciones para la explotación de los terrenos serán negociados entre los interesados del proyecto y los titulares de los mismos, incluso si se trata de regímenes de propiedad ejidal o comunal (artículos 73, 117 a 120, LIE; 86 a 92, RLIE; y González, 2017, pp. 403 - 416)⁴².

La SEMARNAT es la principal dependencia ambiental de la administración pública federal que para el tema eléctrico se centra en delimitar criterios para la reducción de gases o residuos de efecto invernadero por parte de energías consideradas como "limpias". Tal es el caso de las generadas por la combustión de hidrógeno, por el procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos, centrales de cogeneración eficiente, ingenios azucareros, centrales térmicas con procesos de almacenamiento geológico o biosecuestro de dióxido de carbono. También establece, a través de las NOM y los demás

42.- En contraste a este principio, se reitera que en atención a lo dispuesto por el artículo octavo transitorio del Decreto de 2013 por el que se reforma la CPEUM, así como los artículos 42 y 71 de la LIE las actividades de transmisión y distribución tendrán preferencia sobre cualquier otra forma de aprovechamiento de la superficie y el subsuelo, aunque no es el caso respecto a otras etapas de la cadena productiva de la industria.

instrumentos aplicables, las medidas que se tomarán en cuenta para la autorización que derive de la evaluación de impacto ambiental correspondiente⁴³.

Por su parte, el INEEL es un organismo descentralizado con personalidad jurídica, patrimonio propios y autonomía de gestión que tiene por objeto coordinar proyectos de investigación en cualquier tema que implique el aprovechamiento sostenible en la industria eléctrica, de manera que pueda licenciar y patentar las tecnologías que llegue a desarrollar. También proporciona apoyo técnico a la SENER para el diseño y evaluación de la política nacional eléctrica y de energías limpias, así como a otros órganos gubernamentales y privados, lo que incluye la formación de personal especializado. (Artículos 78 - 83, LTE).

2.4.4.- Acceso universal

El servicio universal es un objetivo que ha sido retomado desde políticas y legislaturas anteriores. Consiste en garantizar el suministro básico a usuarios finales de zonas rurales y urbanas marginadas, por parte del gobierno federal, en coordinación con las entidades federativas y municipales. Para lograr este objetivo, la SENER supervisa la administración del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, mediante el cual los distribuidores y suministradores de servicios básicos tienen la obligación de instalar y mantener la infraestructura necesaria para cumplir este objetivo, conforme a los programas de ampliación y modernización de las RGD que no correspondan al MEM. La SENER debe considerar que el suministro a los grupos rurales y marginados debe atenderse a principios de menor costo para el país, a la vez que en promoción de uso de energías limpias y por un precio asequible en favor de aquellos (artículos, 4 fracción IV, 14 fracción III, 113, 114, 115, 116 y 166, LIE; y V. Rodríguez, 2016, p. 43-45).

2.4.5.-Cuestionamientos a la reforma

Desde su aprobación en diciembre de 2013, la reforma energética no ha terminado por convencer a una considerable sección de políticos, investigadores y de la sociedad

43.- Las disposiciones principales en el marco institucional den la SEMARNAT en el sector eléctrico se pueden apreciar en los artículos 26 y 32 BIS de LOAPF; 3 fracción XXII incisos g), j), k), l), m) y o), artículo 11 fracción XI y 129 de LIE; y 11 fracción III inciso b) y 28 fracción II de LGEEPA; y 35 y 36 de LGCC.

sobre sus supuestos beneficios en materia económica, tecnológica, ambiental y social, variables dependientes en esta tesis.

No obstante los intentos de la LTE para alcanzar las metas de generación sustentable para el 2024, existe todavía una alta dependencia en generación eléctrica mediante fuentes fósiles que han limitado la diversificación energética. Una causa de ello es la ausencia de un compromiso de los gobiernos en turno por impulsar una auténtica transición hacia fuentes renovables capaz de sobreponerse a los intereses de la industria del gas natural⁴⁴. En última instancia, la construcción de centrales y la generación de electricidad son actividades libres que dependen de lo que decidan los mercados y, con excepción al pago de multas, las medidas disponibles en su mayoría son de naturaleza fomentativa, por lo que carecen de vinculatoriedad (Torres, 2014, pp. 122 y 123 y Aguilera et al., 2016, pp. 11 y 44). Dicho enfoque se refleja en la universalización del servicio, ya que la producción de fuentes limpias se limita a su promoción siempre que implique el menor costo (Zandonai et al., 2016, pp. 284 y 285 y artículo 116, LIE).

El balance financiero de CFE es otro asunto preocupante incluso después de la implementación de la reforma. En tanto que la reforma obliga a CFE a competir con otros particulares para prestar el suministro calificado, surge la pregunta sobre cómo la EPE puede hacer frente a los sobrecostos cobrados a los sectores industriales y comerciales que compensan los subsidios dirigidos indiscriminadamente al sector residencial y agrícola (Toro, M., 2015). Puesto que en el MEM los usuarios calificados pueden negociar precios más económicos con otros generadores y suministradores, la EPE quedaría obligada a suprimir tal sobrecosto mediante la reducción del subsidio y provocar un aumento de las tarifas de las dos categorías beneficiarias (Ruiz, 2015, p. 12 y 13).

Por otra parte, el aumento de los pasivos laborales es un tema que no representa una preocupación en el balance de la EPE pero sí para las finanzas del Gobierno Federal. La modificación a la Ley General de Deuda Pública motivada por la reforma energética considera que el Gobierno adquiere parcialmente la obligación de pago a cargo de CFE de las pensiones correspondientes a trabajadores contratados hasta agosto de 2008. Esto se

44.- Esta afirmación puede consultarse en el artículo "Los obstáculos de la Transición energética", publicado el 9 de diciembre de 2015 en el portal electrónico del Centro de Investigación para el Desarrollo A.C., enlace disponible en <http://cidac.org/los-obstaculos-de-la-transicion-energetica/>

debe a la condición que cumplió CFE de renegociar el contrato colectivo de trabajo (Del Río et al., 2016, pp. 36, 63 y 64; y Gutiérrez Rodríguez, 2017, pp. 187, 188 y 229)⁴⁵.

Desde enero de 2014, opositores a la reforma interpusieron el Juicio de Amparo 70/2014, en el que alegaron irregularidades de forma y de fondo en cuanto a su implementación. Dicho Amparo fue promovido por legisladores afines a la política energética del actual gobierno (Becerril, A. y Ballinas, V., 2014). No obstante, el Tribunal Colegiado competente ordenó su desechamiento en atención a la improcedencia del control constitucional sobre preceptos establecidos en la propia carta magna (artículo 61 de la Ley de Amparo y Jurisprudencia 2a. /J. 3/2014). Posteriormente, la SCJN se negó a ejercer las facultades de atracción previstas en el artículo 107 de la CPEUM para resolver un asunto que considere de trascendencia nacional. Agotados los recursos internos, se realizó una petición a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos para conocer el asunto, (Cárdenas, 2017a, pp. 136 - 156) misma que fue rechazada⁴⁶. Sin perjuicio de la improcedencia de este y otros medios de impugnación⁴⁷, los principales argumentos de fondo⁴⁸ relacionados con las variables dependientes de esta tesis sirvieron de base para la política energética del actual gobierno mexicano.

Cárdenas (2015, pp. 577-578, 581, 582, y 592) considera que la previsión de la estricta separación legal de las distintas etapas productivas en múltiples subsidiarias y filiales de la EPE (artículo 8 y cuarto transitorio de LIE), propicia la “desarticulación” del sector. Debido a la pluralidad de actores que conlleva esta fragmentación, se tiene el riesgo de aumentar la probabilidad de incremento de precios finales, controversias técnicas y legales durante la operación del servicio y con ello posibles problemas de desabasto y coordinación interinstitucional para atender problemáticas relacionadas con

45.- Otro pasivo que se suma a CFE es la asimilación de activos y obligaciones que le fueron transferidos tras la liquidación de LFC (Del Río et al., 2016, p. 36).

46.- Se tiene conocimiento de la no admisión de la petición a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos gracias a la respuesta enviada el 10 de octubre de 2019 por parte del propio Dr. Jaime Cárdenas, vía correo electrónico.

47.- Se promovieron otros juicios para invalidar la aplicación general de las leyes secundarias de la reforma, como los siete amparos interpuestos en septiembre de ese mismo año contra la legislación secundaria por el mismo grupo parlamentario (Cárdenas, 2017a, p. 155) y el amparo interpuesto en agosto de 2014 por la confederación Nacional del Colegio de Abogados de la República Mexicana (Méndez A., 2014).

48.- La exposición de los puntos impugnados en el amparo 70/2014 fue posible gracias a la publicación de 2015 y a las dos publicaciones de 2017 realizadas por el Dr. Cárdenas.

las variables estructurales planteadas. Esto denota una pérdida de control del servicio público del Estado en la cadena productiva (Martínez, 2017, pp. 235-252)⁴⁹.

Además de la desarticulación, se acusa la “privatización jurídica” del sector eléctrico, observable en el enfoque mercantilista de todos los actos no previstos por la LIE mediante la aplicación del Código de Comercio y, supletoriamente, el Código Civil Federal, de conformidad con el artículo 5o. de ese ordenamiento. Incluso dentro de las etapas que se mantienen dentro del servicio público, el párrafo sexto del artículo 27 constitucional y los artículos 30 y 35 de la LIE permiten la celebración de contratos con particulares para la ampliación y modernización de la RNT y RGD (Cárdenas, 2015, pp. 581, 582 y 584; y V. Rodríguez, 2017, pp. 10–12 y 18). Esto ha generado críticas respecto a que, en la práctica, se generan los mismos efectos que el otorgamiento de concesiones administrativas supuestamente prohibidas, donde se otorgan nuevas ventajas económicas a agentes privados, en detrimento de la prestación del servicio público.

El otorgamiento de ciertas ventajas comerciales para las llamadas ETN de otros países contra las capacidades de actuación del Estado también se refleja en materia de resolución de controversias. Esto se debe a que el artículo 118 de la LCFE permite que la EPE pueda convenir con su contraparte la intervención de instancias arbitrales internacionales, e incluso la aplicación del derecho de otros países cuando los actos jurídicos involucrados tengan efectos en el extranjero. Esto representa una disminución jurisdiccional de las instancias previstas en el Poder Judicial Federal conforme al capítulo IV, título tercero de la CPEUM (Cárdenas, 2015, p. 598).

Otra disposición criticable sobre la transmisión y distribución, es la preferencia que el artículo octavo transitorio de la reforma constitucional les otorga frente a cualquier otra forma de aprovechamiento de la superficie y subsuelo. Dicha preferencia es susceptible de transgredir el artículo 27 de la CPEUM en cuanto a la propiedad originaria de la nación y la disposición de los recursos naturales dentro de su territorio para fines de un desarrollo equitativo de la población en apego a la preservación del equilibrio ecológico.

La prioridad concedida a tales actividades se considera entonces susceptible de transgredir derechos de terceros relacionados principalmente con las variables social y

49.- Se hace la aclaración que para el abasto aislado sí se requiere permiso cuando se trate de la importación de su consumo, el envío de su producción de las Centrales Eléctricas a la RNT o las RGD o para exportación, de acuerdo a los artículos 22 y 24 de la LIE.

ambiental. Existe una estrecha relación entre ambas variables ya que las actividades económicas y culturales de las comunidades en su mayoría indígenas o campesinas, se encuentran vinculadas a la preservación del equilibrio ecológico gracias a los conocimientos y valores transmitidos durante generaciones. La ubicación de dichas comunidades tiene lugar en territorios con alto potencial para el aprovechamiento de fuentes renovables y por ende, generan gran interés para el Estado y ETN. Específicamente, la prevalencia señalada sobre las actividades del sector desvaloriza los derechos sociales y ambientales de los pueblos originarios consagrados en el convenio 169 de la OIT y el artículo 2 de la CPEUM (Flores y César, 2014, pp. 306 y 309).

En relación a lo anterior, con base a una interpretación conjunta de los artículos 42, 71, 74 fracción V, 79 fracción I, 81, 82, 83, 117, 118, 119 y 120 de la LIE, se desprende que la consulta a los pueblos libre e informada no parece ser obligatoria en casos de ocupación o servidumbres de sus tierras para la ejecución de un proyecto de infraestructura relacionada con la generación, transmisión, distribución y control del sistema eléctrico (Cárdenas, 2015: 582, 583, 585, 587 y 589; y Ruiz, 2015, pp. 8 y 9).

Tampoco se asegura un porcentaje mínimo de ganancias a favor de tales grupos ante las utilidades que obtenga la entidad pública o privada interesada, ni fija los parámetros de una indemnización equitativa por cualquier daño ocasionado como resultado de las actividades relacionadas. Hay que agregar que las violaciones a los derechos de los pueblos originarios no son causas de separación del interesado del proyecto según el artículo 9 de la LIE (Cárdenas, 2015, p. 582; y Flores y César, 2014, p. 306). Además, al finalizar la vida útil del proyecto, las externalidades económicas suelen retenerse por las empresas participantes, en su mayoría ETN, y cuyos costos ambientales son asumidos permanentemente por las comunidades del lugar (Flores y César, 2014, pp. 309-310; y Reyes et al., 2018, p. 383). Se observa que en el Título quinto, capítulo primero de la LIE sobre la prevención y sanción de conductas, en ningún caso se incluye la violación a la legislación ambiental o de los derechos de los pueblos. El resultado final podría ser el despojo de los pueblos de sus tierras (Cárdenas, 2015, p. 588)⁵⁰.

En virtud de tales omisiones, otros autores además de Cárdenas (2015, pp. 548, 549, 586, 600 y 601) como Ruiz, (2015, p. 15) y A. Pérez (2017, pp. 314-321) coinciden en

50.- Vale agregar que, por otro lado, de acuerdo a autores como Priego (2018, pp. 187 - 190), en ocasiones se presentan prácticas de intimidación por parte de los líderes de la comunidad, con tal de cancelar el proyecto y con ello obtener ciertas ventajas políticas y lucrativas al margen de la colectividad y del medio ambiente.

el aumento de posibilidades de que estos proyectos suelen presentarse en un ambiente propicio a la discrecionalidad y corrupción en complicidad con servidores públicos. En relación a ello, se acusan preceptos como el artículo 8o., fracción VI, de la LORCME, el cual indica que los comisionados de la CRE no deben haber ocupado en el breve periodo de un año previo a su designación ningún cargo directivo en las empresas relacionadas al sector. Lo anterior difícilmente lograría evitar una asociación entre el funcionario y los intereses lucrativos individuales de los participantes.

2.4.6.- Impacto de la reforma del sector en el sureste

Una vez expuesto lo anterior, se percibe normativamente la falta de armonización entre las políticas nacionales para el crecimiento del sector eléctrico y el desarrollo sostenible (González, 2017, pp. 324-331), según las variables estructurales planteadas en esta tesis. La transgresión a las cuestiones de fondo señaladas, sobre todo a los derechos sociales y ambientales consagrados en el Convenio 169 de la OIT y Artículo 2 de la CPEUM representa el motivo principal de impugnaciones y protestas que han provocado la suspensión de proyectos de infraestructura eléctrica en el sureste del país⁵¹. Con el fin de llevar un control cuantitativo sobre los proyectos en el sureste, las características principales de cada uno de ellos se detallarán en el Capítulo 3. Mientras tanto, este capítulo se limitará a exponer los elementos cualitativos inmersos en la instalación de tales proyectos y así identificar su relación con las variables estructurales.

Chiapas es un ejemplo claro de las controversias en torno al aprovechamiento de fuentes hidráulicas provenientes de los ríos Grijalva y Usumacinta. Si bien el río Grijalva cuenta con una considerable infraestructura hidroeléctrica, ha pagado considerables costos sociales y ambientales para su instalación relacionados con el desplazamiento forzado por inundaciones (Equihua et. al., 2006, pp. 194). Cabe aclarar que el desarrollo de esta zona como la más importante en subsector hidroeléctrico del país se ejerció por medio de una política monopólica estatal a cargo de CFE en la segunda mitad del siglo XX (Rodríguez C., 2013). Las principales hidroeléctricas se conforman por cuatro grandes centrales⁵². También está otra central en el municipio de Tapachula, donde pasa el río Coatán, localidad que cuenta con un enlace a una subestación de Guatemala.

51.- Se ha llegado a alegar casos de represión consistentes en agresiones a la integridad física y amenazas de muerte por motivo de tales manifestaciones.

52.- Para mayor abundamiento sobre el suministro de electricidad en Chiapas por medio de las hidroeléctricas es posible consultar el PAMRNTRGDMEM/PRODESEN 2019 – 2033, pp. 18, 29, 30, 31, 32, 35 y 57.

Por su parte, la cuenca del Usumacinta posee una extensa diversidad ecológica tutelada bajo las figuras de Áreas de Protección de Flora y Fauna, especialmente en la zona de pantano en la que se encuentra con el río Grijalva, además de que es una zona favorable para la pesca (Amezcuca et al., 2007, pp. 18, 19, 20 y 41). Miembros de las comunidades aledañas al río y grupos ambientalistas han denunciado que la instalación de presas provocaría externalidades negativas consistentes en inundaciones que en los vestigios arqueológicos aledaños al río, además de afectaciones a la conectividad de los sistemas hidrológicos de la cuenca, lo cual atentaría contra la biodiversidad de especies amenazadas o en peligro de extinción como el manatí *trichechus manatus*, el cocodrilo *acutus* y *moreletii*, la tortuga blanca *dermatemys mawii*, y otras especies como la *Cichlasoma grammodes* y la *vieja hartwegi*, comúnmente conocidas como mojarras de río (CFE y UNICACH, 2011, cap. 8, pp. 72 - 76; y March y Castro, 2010, pp. 196 y 197).

Estos riesgos han generado manifestaciones contra la construcción de hidroeléctricas como la de Boca del Cerro en el río Usumacinta, entre el norte de Chiapas y sur de Tabasco, la cual se preveía para uso binacional con Guatemala pero que fue cancelada por el entonces Presidente Enrique Peña Nieto, en diciembre de 2016 (Henríquez E., 2016, 10 de abril; Rechazan 60 poblados de Chiapas hidroeléctrica en el río Usumacinta, *La Jornada*; y Anulan proyecto de hidroeléctrica, 2016, 12 de diciembre, *Novedades de Tabasco*)⁵³.

En el istmo de Tehuantepec, las comunidades han manifestado inconformidad sobre la construcción de proyectos eólicos fomentados desde el régimen PIE previsto en la LSPEE sin respetar el derecho a la consulta. Existe una vasta documentación bibliográfica y hemerográfica que trata las problemáticas en torno a su instalación, la falta de transparencia en los contratos, de ofrecimiento de retribuciones fiscales, patrimoniales, laborales, ambientales y de tarifas asequibles para el suministro⁵⁴. También destacan las

53.- Para más información sobre las manifestaciones que se han hecho en contra de hidroeléctricas en Chiapas y otras partes del país puede consultarse la sección de noticias del Portal electrónico de Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos, disponible en el enlace <http://www.mapder.lunasexta.org/>, (Declaran en Tapachula, Chiapas, territorios libres de represas y minería, 2014, 10 de diciembre; Tercera declaración de Tapachula, por territorios libres de represas y minería en sierra madre del sur y llanura costera de Chiapas, 2015, 9 de diciembre; y Pronunciamiento de REMA, MAPDER y otras organizaciones en solidaridad con el FPDS, Defensa del Soconusco, Chiapas, 2016, 12 de octubre).

54.- Para un mayor abundamiento sobre el suministro de electricidad en Istmo de Tehuantepec por medio de centrales eólicas es posible consultar el PAMRNTRGD/PRODESEN 2019 – 2033, Págs 18, 29, 30, 31, 32, 35 y 57. Sobre las problemáticas sociales y ambientales relacionadas, tema digno de diversas investigaciones, es posible consultar los trabajos de Juárez – Hernández y León, 2014; Alonso, 2017, pp. 185 - 199; Olmos y Flores, 2017, pp. 201 - 224; Pineda, 2017, pp. 225 - 234, los reportajes Manzo D., 2019, 21 de noviembre, Energía limpia y contratos sucios: así operan las eólicas en Oaxaca (Reportaje), *Aristegui noticias*; Ruiz E.,

plantas de autoabastecimiento que incluyen la transmisión a otras compañías privadas a través de las redes del Estado⁵⁵, pero que en ninguna de ellas se otorga el suministro a las comunidades propietarias o cercanas a los terrenos. La mayoría de estas empresas son españolas, italianas, japonesas, francesas que operan a través de filiales mexicanas.

Un ejemplo claro de estas protestas y acciones legales en el istmo oaxaqueño es en la zona de San Dionisio del Mar, pues se previó un alto potencial para que la española Grupo Mareña desarrollara el proyecto sobre una franja de tierra en medio de lagunas costeras para surtir energía a Coca-Cola FEMSA y Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma-Heineken (VonBertrabE., 2016). La gente del lugar se opuso al proyecto porque la votación no sería directa sino mediante representantes de grupos sociales, pequeños propietarios y del gobierno (Manzo D., 2015). Otro punto versaba sobre el riesgo de que la instalación de las turbinas en los bancos de arenas afectase el hábitat de las especies marinas y con ello la pesca como principal actividad económica del lugar (Howe et al., 2015, pp. 92-113 y Juárez – Hernández; León, 2014, pp. 145-149 y 155).

De acuerdo al Amparo promovido por los habitantes contra las autorizaciones concedidas a la empresa, se ordenó en 2015 la suspensión definitiva de la construcción del parque eólico, a efecto de que las autoridades garantizaran la no privación de los bienes agrarios ubicados en los terrenos previstos. El proyecto se trasladó a Juchitán bajo el nombre de Eólica del Sur (Rojas R., 2016), y fue finalmente vendido en 2015 a la japonesa Mitsubishi para el abastecimiento a las embotelladoras mencionadas. El desplazamiento se autorizó debido a que la SCJN desestimó el Amparo promovido por la comunidad de Juchitán por violación al derecho de consulta (Chaca R., 2019).

Por su parte, la Península de Yucatán es una región donde la mayor parte de la generación eléctrica se realiza a través de fuentes emisoras de GEI. Las principales plantas generadoras que se ubican en la península se conforman por centrales de ciclo combinado, térmicas y turbogas propiedad de CFE y de empresas privadas mexicanas y estadounidenses bajo el régimen PIE. Entre ellas se encuentra una central de Turbogás de CFE que conecta con Belice. En esta región se exhibe la falta de suministro del gas,

2020, 5 de enero, Ira y miedo en el istmo de los vientos, *Revista Proceso*; y demás fuente periodísticas como Barragán D., 2015, 1 de abril, Parques eólicos: la cara del despojo en el Istmo de Tehuantepec, *Sin embargo*; Flores R., 2018, 2 de octubre, La energía eólica no es tan limpia como la pintan, *Revista nómada*; 55.-Entre las más de 400 empresas beneficiarias está Cemento Cruz Azul, Walmart, Soriana, Telmex, Kimberly Clark, Cemex, Chedraui, Oxxo, Cemento Moctezuma, Jugos del Valle, Nestlé, BBVA Bancomer, Pepsico y Cervecería Cuauhtémoc – Moctezuma (Chaca R., 2019, 26 de febrero, Beneficiadas por eólicas en el Istmo, más de 400 empresas, *El Universal Oaxaca*).

además de la dependencia de una sola línea de la RNT. Debido a ello, la región ha sido vulnerable a los “apagones” por fallas técnicas y casos de fuerza mayor que la han llevado a buscar alternativas en fuentes eólicas y solares⁵⁶.

2.5.-Políticas del actual gobierno federal⁵⁷

Como se mencionó en el primer capítulo de este trabajo, con la llegada de Andrés Manuel López Obrador a la Presidencia de la República para el periodo de diciembre de 2018 a septiembre de 2024, la nueva administración ha manifestado diferencias respecto al desempeño de la reforma energética de 2013. Estas diferencias tienen base en las críticas externadas durante su aprobación. Sin embargo, el gobierno actual ha fijado una posición crítica a la nueva estructura del mercado energético sin promover una contrarreforma en el plazo inmediato, dada la complejidad económica y política que implicaría la rescisión de los compromisos asumidos con el sector privado anteriormente.

2.5.1.- Participación de las generadoras privadas

El actual Presidente de la República ha considerado que desde la gestación del modelo de comprador único en los 90, se ha favorecido la entrega de permisos de generación y comercialización para los particulares pero en detrimento de las capacidades productivas de CFE. Estima que si bien la EPE aún genera poco más de la mitad de la electricidad en el país, de continuar esta tendencia, al terminar su sexenio, tres cuartas partes de la generación serían llevadas por el sector privado⁵⁸. En ese

56.- Sobre el déficit de suministro de electricidad en la Península, las termoeléctricas que tiene CFE y las PIE en la región, es posible consultar el PAMRNTRGD/PRODESEN 2019 – 2033, Págs 18, 29, 30, 31, 32, 43, 57, 126 y 228. De manera complementaria se pueden consultar diversos artículos periodísticos (La Termoeléctrica Mérida II de CFE, una de las que menos contaminó México durante 2017, 2018, 18 de julio, *Yucatán Ahora*; Central Termoeléctrica de Mérida, de las menos contaminantes, 2018, 18 de julio, *Reporteros Hoy TZ*; Análisis sobre la energía eléctrica para la Península, 2019, 29 de junio, *Diario de Yucatán*; y Torres A., 2019, 19 de junio, ¿Qué pasa en la Península de Yucatán?, *El financiero*; por ejemplo).

57.- Para la redacción de este subtema, se ha dado mayor énfasis a la interpretación integral de las declaraciones de altos funcionarios de la actual administración sobre la nueva política energética, conforme a las diferentes etapas del sector productivo, más allá del orden cronológico en los que se hayan anunciado. La excepción de esta regla se observará en los hechos suscitados durante las negociaciones para la instalación de infraestructura, especialmente para el caso de los gasoductos en la Península de Yucatán.

58.- Las conferencias matutinas que por lo general ofrece el Presidente en Palacio Nacional, de lunes a viernes, se han convertido en el principal mecanismo de comunicación del gobierno hacia la población en general y cuyo formato consiste en una primera sección expositiva y una segunda en donde los funcionarios responden las preguntas que plantean los medios periodísticos. Por tal razón, en esta sección se citarán diversos días en las que por medio de dichas conferencias, el mandatario y sus colaboradores han anunciado las medidas a tomar sobre la política energética del país en materia de electricidad. Los datos estadísticos que se hayan informado por estas vías se profundizarán en la sección correspondiente del tercer capítulo.

sentido, ha considerado que el otorgamiento de permisos fue excesivo y como consecuencia, se saturaron líneas de la RNT a cargo de CFE (Conferencias matutinas de 25 y 26 de julio de 2019 y 8 de enero de 2020 en Palacio Nacional)⁵⁹. Es por ello que considera que la reforma no ha contribuido en reducir las tarifas por el servicio, de manera que resulta vital recuperar la productividad de CFE sin abandonar su función social.

En ese sentido, directivos de la CFE ha manifestado que en lugar de que la EPE se transforme en una compañía competitiva, ahora está condicionada a cobrar la energía de acuerdo con la regulación tarifaria impuesta por la CRE, misma que no toma en cuenta los costos reales de generación ni del servicio de transmisión (Cacho Y., 2019). Por su parte, directivos de las subsidiarias de la EPE han declarado que la venta de excedentes de energías entre particulares, bajo la figura de autoabastecimiento, incluso cuando estos mantenían originalmente contratos de PIE para venta exclusiva a CFE, ha propiciado un déficit preocupante en la disposición de energía por parte de la EPE.

2.5.2.- Cancelación de proyectos autorizados durante la reforma

El gobierno actual acusó que la reforma tampoco ha aportado mayor eficiencia energética para el Estado, pues se mantienen altas pérdidas técnicas por deficiencias en las redes de transmisión y distribución que no son compensadas por las tarifas al sector privado (CFE acusa a privados de pérdidas por autoabasto, 2019, 22 junio, *Oil & Gas Magazine*). En atención a ello, el CENACE ordenó la suspensión indefinida de la cuarta subasta de energías limpias a largo plazo. El argumento es que bajo este mecanismo, la EPE aún mantiene una serie de “subsidios indirectos y ocultos” aplicables a la RNT y RGD, además de pagar previamente por los CEL y balance de potencia como parte de los productos asociados a la energía adquirida (“Se cancela cuarta subasta de energías limpias para evitar robo a la CFE.”, 2019, 7 de mayo, *Oil and Gas Magazine*).

Con la cancelación de la subasta, calificadoras internacionales como Moody's previeron incertidumbre en los compromisos de México con la inversión en energías renovables y el financiamiento privado para nuevos proyectos, ante la preponderancia de plantas menos eficientes propiedad de la CFE. (Reyna J., 2019, 12 de febrero, Incertidumbre por la cancelación de la cuarta subasta eléctrica: Moody's, *La*

59.- De acuerdo a la entrevista realizada al Dr. Bazán Navarrete, opina también que hubo una interconexión desmedida de nuevos generadores privados como la española Iberdrola en relación a la capacidad de transmisión del SEN, por lo que esto ha causado fallas por saturación en las redes. Lo anterior, de acuerdo al propio Dr. Bazán, no exime la necesidad de incluir adecuadamente en la inversión de más energías renovables en el Sistema Nacional.

Jornada). Es por ello que el sector privado ha pedido reconsiderar tal decisión, pues alegan que gracias a las subastas de 2016 a 2018 se han obtenido precios de adquisición inferiores al costo de generación de diversas centrales de CFE (La Sener desoye a los empresarios y cancela subastas eléctricas, 2019, 1 de febrero, *Expansión CNN*; y Ramírez, 2019).

Asimismo, la SENER consideró que otro motivo de la suspensión de la cuarta subasta era la necesidad de esperar la conclusión de 56 proyectos que entonces se tenían comprometidos en las tres subastas anteriores y evitar saturaciones en la RNT, antes de continuar con el incremento de más permisos para la generación. Adicionalmente, la CFE ha buscado ampliarla en atención a que esta etapa constituye una de sus facultades exclusivas en el sector (García K., 2019, 21 de marzo, Subastas eléctricas se reactivarán hasta el 2021: SENER, *El Economista*). Sin embargo, esta política ha generado inconformidades entre los promotores de la reforma al estimar que CFE debería aprovechar la contratación de particulares para ampliar y modernizar las redes de transmisión y distribución (Ríos M., 2019, 27 de marzo, Transmisión de energías, los grandes pendientes en el sector eléctrico, *Oil and Gas Magazine*).

Al respecto, resalta la Cancelación del Concurso para la licitación de una línea directa de alto voltaje que partiría de Ixtepec, Oaxaca, hacia el centro del país, en Yautepec (Proyecto 303 LT), al no considerarlo como un proyecto prioritario de acuerdo a las estrategias financieras y de inversión por parte del Estado (Llaman a SENER impulsar acciones para generar energía limpia, 2019, 8 de febrero, *Oil and Gas Magazine*). Dicha medida podría tener un impacto negativo en los intereses de la iniciativa privada en vista a que, con aquella línea, se pretendía facilitar la transmisión de energía proveniente de las eólicas instaladas en el istmo de Tehuantepec, en su mayoría propiedad de las ETN.

2.5.3.- Políticas y medidas del gobierno en las zonas de estudio

El fundamento institucional de la Política eléctrica de la administración actual se encuentra en el punto 3.5 del Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024, (pp.65, 94, 163–167). Consiste en recuperar la capacidad operativa y de infraestructura de CFE en toda la cadena de la industria mediante el aumento de inversiones públicas, aligerar su carga fiscal sin vulnerar las finanzas del Estado e implementar mayores controles de transparencia. Asimismo, busca asegurar el suministro de combustibles necesarios para la generación y aplicar tarifas accesibles a los consumidores que cubran los costos de

generación. El Plan pretende fomentar el capital humano y tecnológico para los compromisos de transición energética, en concordancia con la Agenda 2030. Por último, se busca garantizar los derechos de consulta de los pueblos asentados en las áreas relacionadas con los proyectos y electrificar a las comunidades marginadas en atención al acceso universal. A continuación, se mencionan unos de los casos más representativos en los que se observan problemáticas relacionadas con el Derecho de consulta.

2.5.3.1.- CHIAPAS

La SENER consideró que la aplicación de los Términos para la separación legal formulados en el sexenio anterior bajo la organización en seis empresas subsidiarias de CFE para la generación careció de “preponderancia regional”. En ese sentido, la SENER consideró que se redujo la eficiencia de gestión operativa y administrativa por razones de distancias y gastos innecesarios en recursos técnicos y humanos.

Como ejemplo de crítica a dicha asignación, de acuerdo a lo constatado en el Informe Anual de CFE (2017, pp. 41, 66 y 78), se separaron centrales hidroeléctricas que se encuentran dentro de un mismo espacio físico, como el caso de las hidroeléctricas en Chiapas: La Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, en el cauce del río Grijalva, donde las dos primeras fueron asignadas a la subsidiaria IV, con sede central en Monterrey, al noreste de México, mientras que las otras pasaron a la subsidiaria I con sede en la Ciudad de México. Cabe añadir que la presa Cecilio del Valle, aunque no pertenece a la misma cuenca, se encuentra en la misma entidad federativa que las otras represas del Río Grijalva (Chiapas) y sin embargo, pertenece a los activos de la subsidiaria VI, con sede en Veracruz. Por tal motivo, en virtud del acuerdo publicado en el DOF el 25 de noviembre de 2019, la SENER reasignó el portafolio de bienes, derechos y obligaciones para cada una de las empresas de Generación de CFE con el compromiso de no incrementar los costos marginales de la energía del MEM. De esta manera, las cinco hidroeléctricas fueron reasignadas como parte de los activos de CFE Generación VI.

No obstante, dicha decisión encontró posiciones críticas en instituciones autónomas como la Comisión Federal de Competencia Económica, constituida durante el sexenio presidencial anterior con el fin de evitar prácticas monopólicas por entes tanto públicos como privados. De acuerdo a esta entidad, la reorganización podría causar la concentración de poder de mercado en manos de las subsidiarias generadoras de CFE y con ello fomentar la aplicación de subsidios para el sostenimiento de plantas más

contaminantes y de mayores costos de producción en perjuicio de los usuarios (Separación legal de la CFE podría generar riesgos a la competencia en la industria eléctrica: Cofece, 2019, 8 de mayo, *Oil and Gas Magazine*).

Otro problema que el gobierno federal ha manifestado sobre las centrales hidroeléctricas de CFE es la desactualización de sus infraestructuras, ya que solamente generan entre un 30% y 40% de su capacidad total. El gobierno considera entonces que, de aumentar la producción, se reducirían los costos del servicio sin tener que instalar nuevas represas. En atención a esto, destaca que la administración actual mantuvo una reunión el 19 de diciembre de 2018 con funcionarios del gobierno canadiense y directivos de Hydro-Québec, paraestatal de ese país, con el fin de invertir conjuntamente en la modernización de hidroeléctricas, incluidas las ubicadas en el Estado de Chiapas. Sin perjuicio de que aún no se concrete un acuerdo entre las posibles partes, el discurso para la modernización de las hidroeléctricas en el país se ha mantenido, como se constata en las Conferencias del 11 de febrero y 26 de julio de 2019 y del 8 de enero de 2020.

Además, la modernización de las hidroeléctricas de Chiapas resulta un tema apremiante por las peticiones de comunidades para que CFE condone la deuda de la entidad federativa por el servicio eléctrico, la cual equivale a alrededor de \$ 100 Millones de Dólares (MD), así como un trato preferencial a los grupos más marginados (Grajales I., 2019, 11 de febrero, CFE no se muda a Chiapas por culpa del Congreso, *Aquínoticias*; y Mandujano I., 2019, 9 de septiembre, Indígenas de Chiapas exigen a AMLO la condonación de adeudos con la CFE, *Revista Proceso*).

2.5.3.2.- Istmo de Tehuantepec

Para el caso de las eólicas en el Istmo de Tehuantepec, esta política se ha reflejado en las relaciones bilaterales con España, ya que las sedes centrales de la mayor parte de estas plantas provienen de dicho país. Si bien en la reunión entre los dos Jefes de estado en Palacio Nacional, el 30 de enero de 2019, no se habló específicamente sobre las problemáticas del sector energético presentadas en dicha región, el Presidente de México declaró que respetaría el ingreso de inversiones y los contratos previamente acordados provenientes de ese país, siempre que las empresas eviten prácticas de corrupción. Esta declaración fue extensiva a las ETN provenientes de cualquier otro país.

Dicha condición se ha reiterado en declaraciones posteriores (11 de febrero de 2019) por parte del titular del ejecutivo, pues tal como se había impugnado anteriormente por opositores a la reforma, criticó la contratación de ETN del sector eléctrico, en su mayoría formadas por capital de EUA y España(Cárdenas, 2015, p. 579), a exfuncionarios del rubro apenas pasara un año de dejar el cargo. El gobierno actual considera que el poco tiempo de espera conlleva riesgos en el uso de la información privilegiada para beneficio propio o para terceros(Artículos 88 de LFRSP y 52, 55 y 56 de LGRA)⁶⁰.Es así que en noviembre de 2019, entra en vigor la Ley Federal de Austeridad Republicana, donde se establece en el artículo 24 que el nuevo plazo de restricción para trabajar en el área privada se extiende a 10 años.Pese a su vigencia, esta medida recibió críticas en cuanto a que reduciría el interés de trabajar en la función pública.

Sobre las acciones llevadas en esta región, los gobiernos federal y estatal inauguraron en mayo de 2019 en Juchitán el parque Energía Eólica del Sur manejado por la empresa Mitsubishi, aquel proyecto que se señaló se tenía previsto originalmente en San Dionisio del Mar. A la fecha, la población de Juchitán alegó que la empresa no ha cumplido el compromiso para la construcción de un parque eólico comunitario, además de que las tarifas por el servicio de electricidad son excesivamente altas. También se registraron bloqueos de los terrenos por parte de los arrendatarios para exigir que se atiendan las inundaciones derivadas por los desniveles de los caminos realizados y cumplir la promesa de contratar a los jóvenes para trabajar en el proyecto(Manzo D. y Pérez J., 2019, 29 de mayo, Inauguran un parque eólico y dos subestaciones eléctricas en Oaxaca, *La Jornada*; y Chaca R., 2019, 10 de junio, Bloquean en Oaxaca acceso al parque eólico más grande, *El universal*).

Otro caso reciente en el Istmo, es el proyecto de la eólica GunaaSicarú. Pese a que fue aprobado desde la subasta de Largo Plazo en 2016, parte de la población local promovió a principios del 2019 una serie de amparos contra la violación al derecho de consulta.Además, se acusó que asignación de los terrenos para su instalación provocó una baja en el autoconsumo agrícola como principal actividad económica del lugar que ocasionó el desplazamiento de familias a otras localidades.El juez de distrito competente concedió la suspensión provisional de la consulta del proyecto ya que estimó que no existían las condiciones adecuadas para su aprobación, principalmente por

60.- Entre los funcionarios que el Presidente y el Director de CFE, Manuel Barlett Díaz, mencionaron en la Conferencia del 11 de febrero de 2019 están expresidentes y exsecretarios de energía que ocuparon el cargo en los cinco sexenios anteriores. La anterior ya había sido señalado por Cárdenas (2017a, p. 125).

la apreciación de posibles conflictos de polarización social que pudieran derivar por la época electoral y las fiestas patronales que se aproximaban. Después, en octubre de 2019, se reanudaron los acuerdos para continuar con el debido procedimiento de consulta⁶¹.

2.5.3.3.-Península de Yucatán

2.5.3.3.1.- Suministro de gas natural en la península

En cuanto a la política energética proyectada por el actual gobierno en la Península, conviene aclarar el contexto en el que se ha desarrollado la generación eléctrica nacional mediante el gas natural. A partir de la apertura del sector en la década de los 90, la cual se intensificó en la década posterior con la disminución productiva de hidrocarburos y el auge de importaciones del gas estadounidense, las administraciones anteriores priorizaron el otorgamiento de permisos para el uso de dicho insumo.

A través de los comunicados de prensa de las autoridades⁶² y el apoyo de ciertas investigaciones periodísticas⁶³ se ha expuesto que estos tipos de contratos han permitido la construcción y tenencia de la propiedad de gasoductos, pero en perjuicio de las finanzas de CFE. Además de que esta EPE es la responsable de comprar el insumo, debe continuar con el pago por el uso de los ductos en caso de suspensión de la construcción por motivos de caso fortuito o fuerza mayor, según los criterios que considerase la filial CFEnergía. Esta cláusula penal se cumplió reiteradamente debido a un amplio margen de causales en las que se podía incurrir en dicho supuesto, sobre todo por violaciones al derecho de consulta de los habitantes donde cruzaría el proyecto o por retraso en el otorgamiento de los permisos correspondientes. Las fuentes públicas y

61.- Para una mayor observación sobre las problemáticas inmersas a la Central GunaaSicarú, es posible consultar las siguientes fuentes periodísticas: Singh N., 2019, 16 de julio, EDF renewables apuesta por el mercado mexicano: supera los 500 MW operativos y los 1000 MW de proyectos en desarrollo, *Energía estratégica*; Baptista D., 2017, 1 de agosto, Suman 41 amparos contra eólica francesa". *Reforma*; Gil J., 2019, 14 de septiembre, Oaxaca: los desplazados por la industria del viento, *Revista Proceso*; y Acepta la ventosa iniciar el proceso de consulta indígena, 2019, 11 de octubre, *Imparcial del Istmo*.

62.- El Presidente de la República abordó el tema particularmente en las conferencias realizadas el 5 y 11 de febrero; 11, 17 de abril y 28 de mayo de 2019.

63.- Entre las principales notas publicadas por dichos medios están la escrita por Cruz G., (2019, 14 de marzo, Desfalco Profundo: el gran robo de la Reforma Energética de Peña Nieto, *Quinto Poder*); o las escritas por el editorial de los periódicos mencionados (Desfalco Profundo: los contratos cuestionados, 2019, 19 de marzo, *Quinto Poder* y *Código Magenta*; CFE podría anular contratos de desfalco profundo: Bartlett, 2019, 28 de marzo, *Código Magenta*; y Cruz G., 2019, 1 de julio, La cláusula que hizo a IENOVA y Slim a desplomarse por su disputa con la CFE". *Quinto poder*).

periodísticas manifestaban entonces fuertes sospechas de que las acciones u omisiones de la administración anterior para incurrir intencionalmente en estos supuestos.

Para inicios de 2018, el Gobierno estimó que CFE cumplía el pago de cargos fijos por la capacidad total de gasoductos, independientemente de los cargos de operación y suministro real del gas, en los que en ningún momento previsto en el compromiso a largo plazo adquiriría la propiedad. Desde este punto de vista, lo más agravante para CFE era el pago de los cargos fijos cuando sólo la décima parte de la capacidad de los ductos se encontraba en operación⁶⁴. Por su parte, las entidades públicas y privadas promotoras de estas obras, estimaron que los contratos se hicieron con apego a las prácticas internacionales han afirmado que, para evitar prácticas monopólicas y conforme a la Ley de Hidrocarburos aprobada dentro de la reforma de 2013 (artículo 83), una misma entidad no puede transportar o comercializar el gas natural y ser propietaria del ducto. Además, como compensación a las penalizaciones, CFE puede recibir un servicio equivalente al tiempo suspendido (Flores E., 2019, 5 de agosto, Ochoa Reza fue quien aprobó 6 de 7 “contratos leoninos” (como dice AMLO) para los gasoductos, *Sin Embargo*).

Bajo tales argumentos, los promotores de estas obras manifestaron su preocupación por el llamado a la renegociación que hace la CFE, ya que podría propiciar incertidumbre en la inversión privada para estos tipos de proyectos. En el caso del gasoducto Texas-Tuxpan, a cargo del consorcio Infraestructura Marina del Golfo formado por la canadiense TransCanada (TC Energy) y la estadounidense Idena (Sempra), es considerado como un ducto crucial para transportar el gas natural hacia las centrales de generación en la Península de Yucatán, de manera que una renegociación implicaría la suspensión del mismo y con ello repercutiría en el abastecimiento regional. Asimismo, los inversionistas y las autoridades de los otros países percibieron que esta actitud del gobierno mexicano pondría en riesgo la aprobación del nuevo TLC con sus socios en América del Norte. Finalmente, este ducto entró en operaciones el 17 de septiembre de 2019 (Empresarios advierten sobre afectaciones ante arbitraje para anular contrato de gasoducto Texas-Tuxpan, 2019, 27 de junio, *El Economista*; y Tras pugna con CFE, gasoducto Texas – Tuxpan inicia operaciones, 2019, 17 de septiembre, *Eje Central*).

64.- La exposición de algunos datos en esta sección es para fines de visualizar la importancia que tenía el Estado mexicano y las empresas privadas sobre sus intereses en cuanto a la construcción de gasoductos.

A pesar de las fricciones entre ambas partes, las reuniones para la renegociación comenzaron en julio de 2019. Un mes después, el Presidente de la República, junto con directivos de la CFE y de las empresas contratadas, anunció la concreción de nuevos acuerdos para garantizar el abasto de gas natural sin comprometer las finanzas de CFE (Conferencias de prensa del 27 de agosto y 11 de septiembre de 2019). En ese sentido, se acordó disminuir las tarifas en un promediocercano a la tercera partea cambio de mantenerlas fijas y en con base en los costos por el servicio de transporte del gas, en lugar de los costos por la infraestructura construida. En cambio, el compromiso frente a laspropietarias de los ductos seextiendea mayores volúmenes de transporte y plazos del servicio. También consintieron en un mayor control sobre los supuestos de casos fortuitos y fuerza mayor y el uso de los ductos en favor de terceros con la obtención de la mitad de los ingresos para CFE.Además,las empresas aceptaron la reintegración a favor de la EPEde los pagos hechos por caso fortuitode manera directa o en descuentos tarifarios.

Independientemente de los acuerdos logrados, el Gobierno actualse ha comprometido a reimpulsar la autosuficiencia eléctrica con apoyo de la producción petrolera⁶⁵, con el fin de separar el gas y así reducir el volumen de importaciones. Adicionalmente, planeainstalar una nueva planta de Ciclo Combinado en Yucatán, denominada Mérida IV, para procesar diésel y gas natural (Invierten 250 mdd para construir central eléctrica en Yucatán, 2019, 16 de julio, *La razón*; yLozano L., 2019, 15 de julio, Planta de Mérida IV comenzará a operar en mayo de 2020, *El financiero*).

2.5.3.3.2.- Reforzamiento de la línea de transmisión en la península

Existe otro problema en la Península aparte de la falta de suministro del gas.Se registraron diversos “apagones” en el primer semestre de 2019 que, de acuerdo a la CFE,se debieron a la quema de terrenos ubicados debajo de la única línea de la RNT que atraviesa la región. Este problema se ve agravado por ser una región de alta demanda de electricidad en razón del turismo y el uso de aire acondicionado debido a las altas temperaturas, particularmente en verano(Quema de caña, causa de apagón masivo en Península de Yucatán, 2019, 5 de abril, *El Universal*; y Orta C., 2019, 4 de abril, Apagones seguirán en la Península de Yucatán por desabasto de gas, *El Financiero*). En atención a ello, la acción que el gobierno ha programado es reforzar la conducción de las

65.- En las conferencias matutinas en Palacio Nacional realizadas los días 27 de diciembre de 2018, 23, 24 de septiembre de 2019 se habló sobre la estrategia del actual gobierno para reimpulsar la capacidad de PEMEX en toda la cadena productiva y el combate al robo de hidrocarburos.

líneas de transmisión que parten desde Chiapas, proyecto que se espera estar listo entre 2023 y 2024 (PAMRNTRGDMEM/PRODESEN 2019 – 2033, pp. 249 y 571).

2.5.3.3.3.- Proyectos renovables en la península

La SENER reconsideró en septiembre de 2019 retomar una posible cuarta subasta para el suministro básico pero con un enfoque a favor del acceso universal en zonas remotas⁶⁶ y en el que se deben reforzar las líneas de transmisión. Además, considera que las fuentes de generación intermitentes, como la solar y eólica, requieren de un respaldo productivo que puede ser otorgado mediante centrales de gas natural (Solís, a., 2019, 18 de septiembre, Sener revira: habrá más subastas eléctricas, pero regionales”. *Forbes México*). Esta nueva medida fue vista por especialistas, como una oportunidad para el suministro sostenible que permitiría a CFE evitar costosas penalizaciones por su incumplimiento en la acreditación de CEL. Por otra parte, este grupo considera que, con la regionalización de subastas, no sería necesario una ampliación a gran escala de la RNT (Ramírez G., 2019, 19 de septiembre, Especialistas dan visto bueno a subastas regionalizadas propuestas por Sener, *El Sol de México*).

En vista de los problemas técnicos en la RNT, el crecimiento de la demanda y el transporte de gas, la Península de Yucatán es considerada como una de aquellas regiones con prioridad en los proyectos a contemplar para la próxima subasta⁶⁷ (Península de Yucatán candidato para la primera subasta regional: Iniciativa Climática de México, 2019, 19 de septiembre, *Energía hoy*). Al respecto, una de las soluciones a corto plazo para el suministro vía energías renovables sería bajo el esquema de Generación Distribuida, (Zarco J., 2019, 20 de septiembre, Regionalizar subastas, opción óptima e inmediata para la península de Yucatán”, *PV – Magazine*) el cual se realiza por generadores exentos cuyas centrales estén interconectadas cercanamente a circuitos de distribución con alta concentración de centros de carga, de acuerdo al artículo 3, fracción XXIII de LIE. Independientemente de que se lleve a cabo una próxima subasta, la Península tiene potencial para aprovechar fuentes como la solar y eólica. No obstante,

66.- Todo lo dicho por la titular de la SENER y los demás panelistas en el Foro EnergyMeet Point: innovación que impulsa al sector energético”, organizado por la compañía alemana Siemens y el periódico *El Financiero*, en la Ciudad de México, puede consultarse en el enlace electrónico de *El financiero*: <https://elfinanciero.com.mx/pages/eventos/energy-meet-point>

67.- Taller “entendiendo al sector eléctrico” realizado los días 13 de junio y 19 de septiembre de 2019. Ambos fueron celebrados en la ciudad de México y organizados por grupos de la iniciativa privada conformados por la Plataforma México, Clima y Energía, integrada por Iniciativa Climática de México, AC, el Grupo de Financiamiento Climático para Latinoamérica y el Caribe y WorldWildlifeFund.

algunos de los proyectos autorizados han sido suspendidos o cancelados debido a problemas relacionados con el impacto ambiental y el derecho de consulta. El estatus detallado de los mismos se expondrá en el Capítulo 3 de esta tesis.

Como ejemplos de tales problemas presentados en las variables ambiental y social se encuentran los parques eólicos de la primera subasta Chacabal I y II. El término de la construcción de ambas se ha retrasado debido a acusaciones de los pueblos locales por la falta de consulta, el impacto sobre pérdidas de hábitats de aves endémicas y migratorias, daños a plantaciones por aspersión de aceite desde las aspas, así como cuestiones de salud relacionados con la audición y problemas cardiacos (“Pobladores de Sinanché en Yucatán temen ecocidio en sus tierras por construcción de parque eólico”, 2018, 26 de mayo, *Vanguardia*; y Loredo D., 2019, 14 de agosto, “2019 será año récord de energía eólica: AMDEE”, *Energy 21*).

También se observan estos tipos de problemas para las centrales fotovoltaicas. En cuanto a la planta de Yucatán Solar – Concunul, se ha acusado la deforestación de más de tres cuartas partes de las 255 hectáreas en las que se tiene delimitado el terreno del proyecto, en donde se incluye un cenote que sirvió como centro ceremonial prehispánico (Environmental Justice Atlas, 2 de marzo de 2020). En las centrales Ticul I y II, autorizadas desde la primera subasta, también se ha denunciado la falta de respeto del derecho de consulta (Gutiérrez Rivas y Del Pozo, 2019: 40 -54). Por su parte, la central de La Esperanza - Tequila Solar se encuentra pendiente la autorización de la SEMARNAT debido al impacto ambiental que pudiera comprender una sección del proyecto sobre una corriente natural de agua y zonas de conservación de primates (Sánchez D., 2019, 12 de julio, Van por 3er. megaproyecto solar aledaño a Laguna de Términos, *Página 66*)⁶⁸.

De todo lo expuesto, es posible visualizar los elementos de cada variable dependiente planteadas para este capítulo en el siguiente Cuadro A:

Variables dependientes	Económico	Tecnológico	Social	Ambiental
Durante Modelo ISI	1.- Sectores petrolero y eléctrico como principales impulsores de la industria y economía nacional. 2.- Insumos convencionales vendidos a precios preferenciales a CFE y LFC,	1.- Monopolización de la infraestructura existente y por construir a cargo del Estado.	1.-Electrificación llevada por el estado en zonas marginadas de poco interés comercial 2.- Problemáticas de despojo poblacional en río Grijalva por instalación de hidroeléctricas	1.- Generación eléctrica producida principalmente por insumos emisores de GEI. 2.- Generación renovable producida sólo por geotérmicas e hidroeléctricas.
Durante	1.- Aumento de costos de operación mediante hidrocarburos.	1.- Baja inversión pública en líneas	1.- Estabilidad en el suministro nacional	1.-Auge de centrales eólicas en el Istmo de Tehuantepec.

68.- Listados de la Gaceta ecológica con claves de publicación de DGIRA/050/18 del 27 de septiembre de 2018, DGIRA/052/18 del 4 de octubre de 2018 y DGIRA/037/19 del 11 de julio de 2019.

Modelo del Estado como comprador único.	<ul style="list-style-type: none"> 2.- Ingreso de generadores privados fuera del servicio público. 3.- Aumento en la deuda pública por financiamiento privado y mantenimiento de subsidios. 4.- Conflictos de competencia para regular la venta de excedentes de generadores privados. 	<ul style="list-style-type: none"> transmisión frente a aumento de demanda. 2.- Mayor diversificación de plantas generadoras por tipo de tecnología. 	<ul style="list-style-type: none"> 2.-cobertura nacional de 98%; 3.-subsidios favorables para agricultores y hogares. 4.- Surgimiento de problemáticas de despojo en el Istmo de Tehuantepec 	<ul style="list-style-type: none"> 2.- Pese a diversificación, subsistencia de predominio del mercado eléctrico mediante gas natural.
Durante implementación de la reforma de 2013.	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Apertura del MEM para la generación y comercialización. 2.- Ingreso de ETN provenientes de España, Italia, Francia, Japón, China, Canadá y EUA. 3.- El Estado puede contratar a particulares para realizar obras de transmisión y distribución. 4.- Interacción del Estado como regulador y competidor en el MEM. 5.- Enfoque mercantilista suplementado por los códigos de comercio y civil. 6.- Creación de contratos de cobertura excepcionales a reglas generales del MEM. 7.- Concepción de contratos legados con precios preferenciales para la suministradora básico. 8.- Corporativizarían de CFE bajo un régimen especial de subsidiarias y filiales, conforme a la estricta separación productiva. 9.- Denuncias de corrupción en proyectos contra ex servidores públicos en colusión con ETN. 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Prioridad en el despacho de energías a la RNT y RGD con prioridad en tecnologías más eficientes para la determinación de precio de inyección y retiro. 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Creación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico. 2.- Electrificación en zonas marginales al menor costo para el Estado. 3.- Desvaloración a otras necesidades sociales ante prioridad en la transmisión y distribución en el uso del suelo. 4.- Consulta a las comunidades como requisitos de autorización de proyectos. 5.-Violaciones a los derechos de las comunidades no son causas de sanción de LIE como la separación del MEM. 6.- Falta de retribución de ganancias de la central privada a las comunidades. 7.- Ausencia de criterios de reparación del daño a poblaciones afectadas. 8.- Exención de ETN en reparar daños ambientales que son asumidos por las comunidades locales. 9.- Ausencia de interés de las ETN en la instalación de proyectos comunitarios. 10.- Suspensión de centrales por violaciones al derecho de consulta en la Península y el Istmo. 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Objetivo de reducción del 22% de GEI para el 2030. 2.- Objetivo de generación limpia del 25 % en 2018, 30 % en 2021 y 35% en 2024. 3.- Desvaloración ambiental ante prioridad en la transmisión y distribución en el uso del suelo. 4.- Promoción de energías limpias mediante mercado de CEL y aplicación de multas. 5.- Disposición de Fondos de inversión y financiamiento para el uso de energías limpias. 6.- Evaluación de impacto ambiental como requisito de autorización de proyectos. 7.- Predominio del mercado de gas natural. 8.- Electrificación en zonas marginales mediante energías limpias siempre que sea rentable. 9.- Suspensión de proyectos renovables por posibles afectaciones a ecosistemas y reservas naturales en la Península y el Istmo.
Gobierno actual	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Discrepancias entre el sector público y privado sobre repartición de beneficios derivados del MEM. 2.- Reasignación de activos de CFE por desconfianza del gobierno ante la fragmentación productiva. 3.- Temor del sector privado al retorno monopolístico estatal e ineficiente por reasignación de CFE. 4.- Cancelación de concurso para la línea Tehuantepec -Yautepec por favorecimiento a privados en atribuciones de CFE. 5.- Suspensión de la cuarta subasta para el servicio básico a fin de evitar subsidios ocultos a la RNT y costos extra por CEL y potencia. 6.- Reforzamiento de los intereses de ETN mediante resoluciones internacionales de arbitraje. 7.- Desconfianza del sector privado para invertir en energías limpias ante medidas del gobierno. 8.- Reforma que obliga a exfuncionarios esperar 10 años para trabajar en el sector privado del ramo competente. 9.- Renegociación de CFE sobre construcción de gasoductos 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Interés del gobierno por modernizar presas de CFE. 2.- Política de gobierno para reimpulsar autosuficiencia eléctrica con aumento en la producción de gas natural. 3.- Programas de gobierno para la instalación de plantas de Ciclo Combinado en Yucatán. 4.- Proyecto para reforzar las líneas de transmisión de Chiapas - Yucatán para el 2023 y 2024. 5.- Promoción de cuarta subasta para el suministro básico con enfoque al acceso remoto y refuerzo de las líneas de transmisión 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Reclamación de comunidades de Chiapas a CFE para la condonación de deuda del suministro eléctrico. 2.- Quejas sobre parque eólico en Juchitán, Oaxaca, por afectaciones físicas en el espacio, precios altos por servicio y desinterés en la inclusión social. 3.- Cancelación de parque eólico por violación al derecho de consulta, desplazamientos forzados y polarización de la comunidad. 4.-Suspensión de proyectos solares y eólicos en la Península debido a violaciones al derecho de consulta. 	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Suspensión de proyectos eólicos en la Península debido al impacto ambiental por afectaciones a aves endémicas y migratorias, daños a plantaciones por aspersión de aceite desde las aspas, así como cuestiones de salud relacionados con la audición y problemas cardíacos. 2.- Suspensión de proyectos solares en la Península debido al impacto ambiental que pudiera comprender una sección del proyecto sobre una corriente natural de agua y zonas de conservación de primates , deforestación de más de tres cuartas partes de las que se tiene delimitado el terreno del proyecto, en donde se incluye un cenote que sirvió como centro ceremonial prehispánico.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS CUANTITATIVOS DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

3.1.- Aclaraciones para la lectura del capítulo

Este capítulo medirá el impacto que ha tenido el proceso de transformación normativa e institucional abordados en el capítulo anterior sobre el sector eléctrico de México, en especial en las zonas de estudio pertenecientes al sureste del país. En

atención al marco teórico expuesto en esta tesis, los datos cuantitativos a exponer están relacionadas a las cuatro variables delimitadas a partir del neoestructuralismo: los impactos tecnológico, económico, ambiental y social en el Istmo de Tehuantepec, Chiapas y Península de Yucatán.

Con el fin de ofrecer una comprensión de las equivalencias entre las unidades energéticas de medición de Petajoules (PJ), Gigajoules (GJ), Gigawatts por hora (GWh), Megawatts por hora (MWh), Kilowatts por hora (KWh), pies cúbicos diarios de gas (pcd), unidades térmicas británicas (btu por sus siglas en inglés), un millón de btu (mbtu o mmbtu si se habla a partir de dos millones)⁶⁹, se muestra la siguiente tabla:

Unidades originales	Unidades equivalentes
1 PJ	1,000,000 GJ
1 PJ	277.778 GWh
1 GWh	1,000 MWh
1 MWh	1,000 KWh
1 MWh	3,412.14 pcd
1,000 pc	293.1 KWh
1 KWh	3,412.14 btu
1 mbtu	293.07 KWh

Asimismo, para un entendimiento práctico dirigido a los lectores provenientes de países diferentes a México sobre los recursos monetarios invertidos, las cantidades se expresarán en dólares estadounidenses. En vista de observarse una fluctuación relativamente estable en la moneda mexicana en los últimos 4 años respecto a la estadounidense, se usará como referencia el tipo de cambio fijado el 17 de diciembre de 2019, de manera que \$ 1.00 dólar estadounidense igual a \$ 18.9 pesos mexicanos, de acuerdo al portal digital del Banco de México⁷⁰.

3.2.- Resultados en el ámbito nacional y del sureste de México

69.- Las equivalencias de tales unidades de medición están respaldadas por el convertidor disponible en el enlace <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=convertidor> del portal del Sistema de Información Estadística de la SENER, con apoyo de la tabla de conversiones de la empresa REPSOL, disponible en <https://informeannual.repsol.com/informe2015/media/pdf/informacion-corporativa/es/desglose/Tabla%20conversi%C3%B3n%20y%20glosario%20de%20t%C3%A9rminos.pdf>

70.- El enlace para consultar dicho portal es <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=sp>

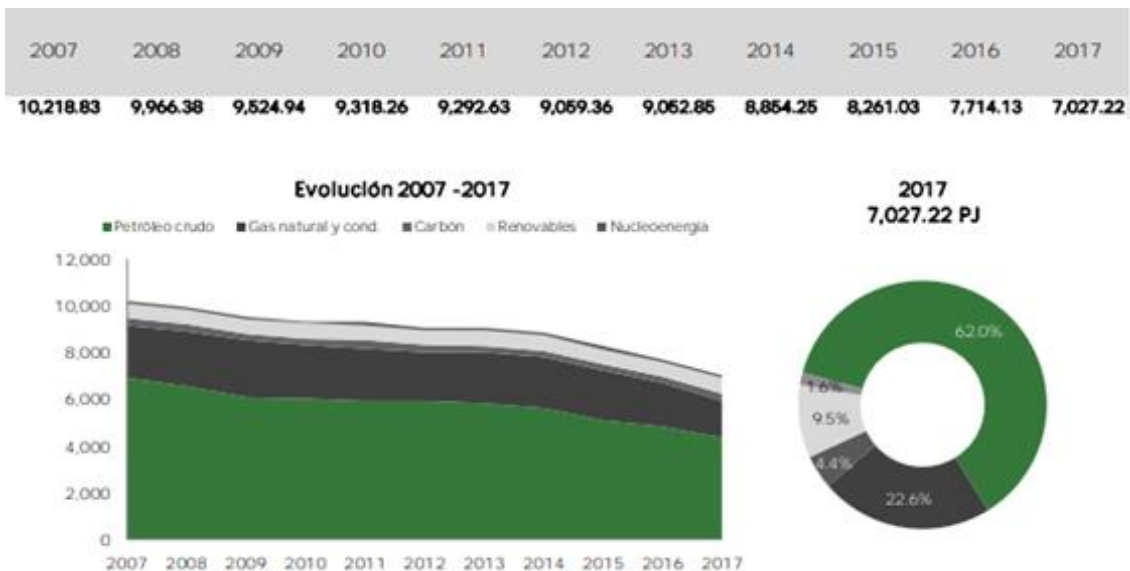
3.2.1.- importancia de la electricidad y sus insumos en el universo energético de México

En primer lugar se exponen datos generales que permiten concebir la magnitud de la generación eléctrica, a través de sus distintas fuentes primarias, en el sector energético nacional⁷¹. De acuerdo a los datos recabados en el Balance Nacional de Energía de 2017 (SENER, 2018a, pp. 23, 24, 25, 26, 27, 82-84 Y 89)⁷², se exhibe el dominio de los hidrocarburos en la Política energética del país⁷³. Si bien la extracción del crudo en 2017 tuvo una disminución del 37.09% respecto a la década anterior, dicho hidrocarburo significó ese último año el 61.97 % de la producción de energía primaria, cuya totalidad fue igual a 7,027.22 PJ, mientras que el gas natural representó un 21.61% y las renovables sólo un 9.5% (Gráfica 1).

71.- En caso de ausencia de información cuantitativa sobre cualquier etapa de la cadena productiva del sector eléctrico nacional y las zonas de estudio en el PRODESEN 2019 – 2033 y otras fuentes institucionales publicadas en 2020 o 2019, se señalará la información disponible en las publicaciones de los años anteriores.

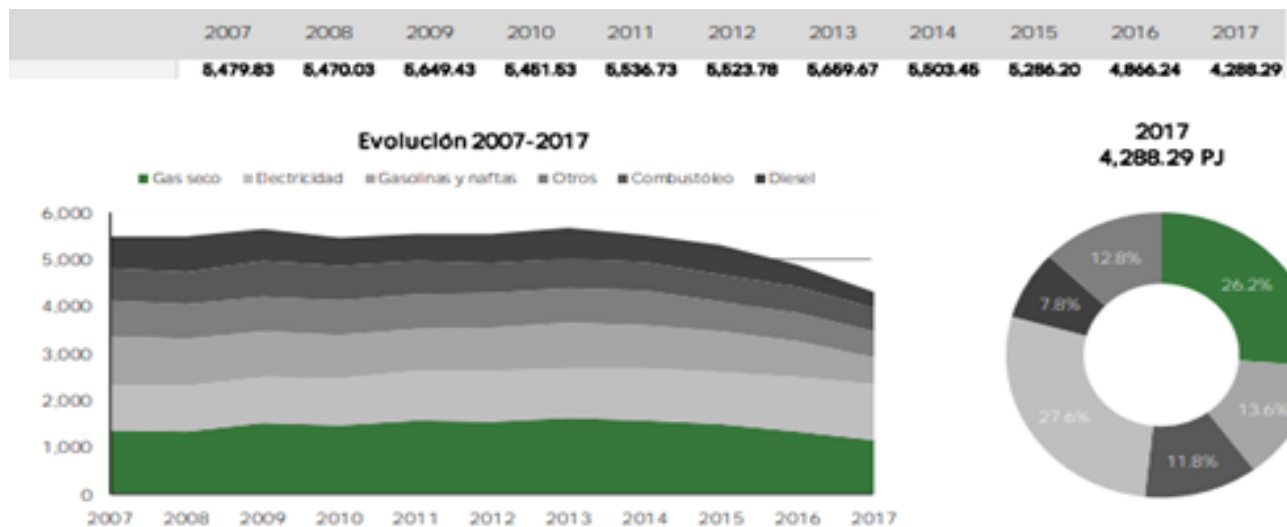
72.- A pesar de que en enero de 2020 se publicó el Balance Nacional de Energía 2018, se ha decidido citar mayoritariamente el Balance Nacional del 2017, con apoyo de los trabajos “Prospectiva del Sector Eléctrico” (SENER, 2018b) y el PRODESEN que también toman ese año como el último de referencia. La razón de esto es que, por el momento, no se encuentra disponible la información en otros documentos oficiales para un análisis integral del año 2018 sobre la generación de electricidad en las zonas de estudio y su participación respecto a la producción nacional de energía primaria y secundaria. Pese a lo anterior, se aclara que los porcentajes reflejados en el Balance Nacional de 2018 y 2017 sobre la proporción que ocupa cada tipo de energía en la producción total, la oferta interna y consumo por sector, desde el punto de vista macro, se mantienen relativamente similares. Las variaciones más importantes del 2018 respecto al 2017 se concentran en el aumento de la caída de producción de petróleo y gas natural, los cuales tuvieron que ser compensados mediante importaciones provenientes, en su mayoría, de EUA. (SENER, 2020a: 23 a 34, 79 y 85 a 88).

73.- Los porcentajes plasmados en este capítulo que no se reflejen en las fuentes de consulta, son producto de las operaciones realizadas con base en los datos disponibles.



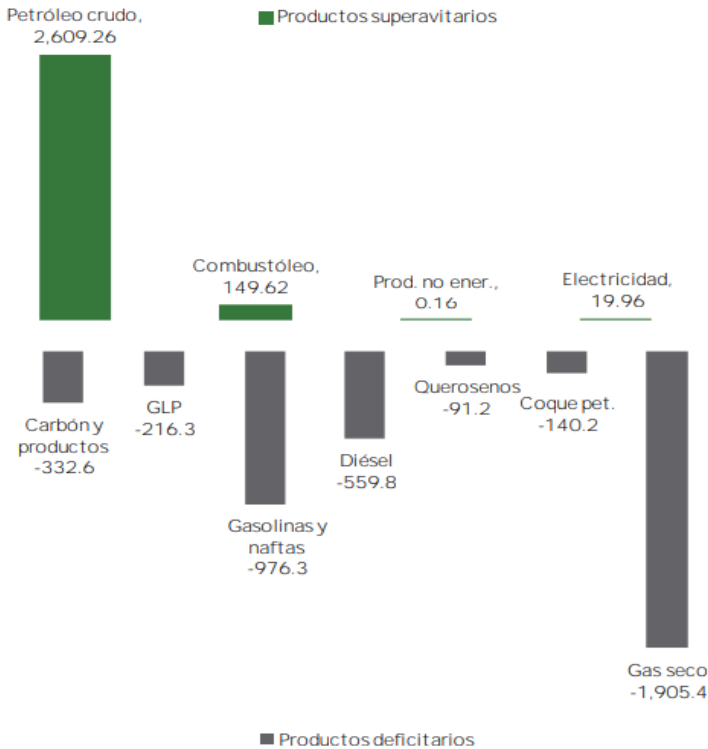
Gráfica 1. Producción de Energía primaria, 2007 – 2017 (Petajoules). Edición propia sobre el cuadro 31, en SENER, 2018a, p. 82.

Mientras que el 57.65% de las fuentes primarias fue enviado a centros de transformación para el consumo humano, el resto se destinó a las exportaciones con un equivalente a 2,609.34 PJ y de las cuales, el 99.99% se componían únicamente del crudo. Esto implica que el 59.91% de la producción de este hidrocarburo fue destinada al comercio exterior, en donde el 52.8% fue dirigido a EUA y el resto a Europa y Asia. Para 2017, la energía secundaria obtenida se estimó en unos 4,288.29 PJ, es decir un 21.74% menos al comparado al de hace 10 años debido a la caída en el procesamiento de hidrocarburos. Durante 2017, el 37.72% provino de combustibles procesados en refinerías, el 26.2% de plantas de gas y el 27.63% de electricidad (Gráfica 2).



Gráfica 2. Producción bruta de energía secundaria en centros de transformación (Petajoules), 2007-2017. Sobre la base del cuadro 37 en SENER, 2018a, p. 89.

Es necesario agregar que el país ha tenido una balanza comercial deficitaria de fuentes secundarias, mismas que implican un proceso de mayor valor agregado que las fuentes primarias. Como se observa en la Gráfica 3, el superávit en el sector eléctrico representa una minúscula sección de toda la balanza comercial energética de México.



Gráfica 3. Saldo neto de la balanza comercial de energía por fuente, 2017 (PJ). Sobre la base de la figura 13 y los cuadros 32 y 33, en SENER, 2018a, pp. 30, 83 y 84.

En 2017, México tuvo un saldo de importaciones de fuentes secundarias igual a 4,116.39 PJ contra sólo 365.55 PJ de exportaciones, con un resultado neto de menos 3,750.84 PJ (Tabla 1). El gas natural comercial importado representó el 50.79% del déficit de la balanza, que a su vez representó el 62.91% de la oferta proveniente de dicho insumo y el 20.6% de los 9, 249. 75 PJ de oferta interna bruta total. Con el apoyo de la red de gasoductos en desarrollo expuesta en el capítulo 2, el 85.8% de las importaciones de gas ese año provinieron de EUA. Por su parte, la importación de naftas representó el 26.02% del déficit en la balanza, el 70.52% del consumo final de estos petrolíferos y el 10.55% de la oferta interna bruta total. Similar al gas natural, el 85.6% de estos productos importados también provinieron de EUA. Por su parte, sólo el 8.38% de la oferta interna bruta total del país para su consumo provino de energías renovables y el 6.86% restante a través del carbón (Tabla 2 y SENER, 2018a, pp. 28 – 31 y 34).

	2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016		2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016
Exportaciones totales	415.21	365.55	-11.96	Importaciones totales	3,754.41	4,116.39	9.64
Coque de carbón	0.00	0.07	1,479.07	Coque de carbón	29.41	31.53	7.18
Coque de petróleo	0.01	0.03	143.72	Coque de petróleo	110.45	140.20	26.93
Gas licuado	6.76	8.60	27.17	Gas licuado	206.48	224.87	8.90
Gasolinas y naftas	103.40	84.74	-18.05	Gasolinas y naftas	978.84	1,061.00	8.39
Querosenos	0.00	0.00	0.00	Querosenos	72.33	91.19	26.08
Diésel	0.00	0.00	0.00	Diésel	415.58	559.82	34.71
Combustóleo	272.12	242.11	-11.03	Combustóleo	73.63	92.49	25.61
Productos no energéticos	0.87	0.16	-82.03	Productos no energéticos	0.00	0.00	0.00
Gas seco	1.04	1.50	44.60	Gas seco ¹	1,855.21	1,906.90	2.79
Electricidad	31.00	28.35	-8.56	Electricidad	12.46	8.39	-32.64

fuente: Sistema de Información Energética, Sener.
 Las importaciones de gas seco incluyen importaciones de gas natural licuado

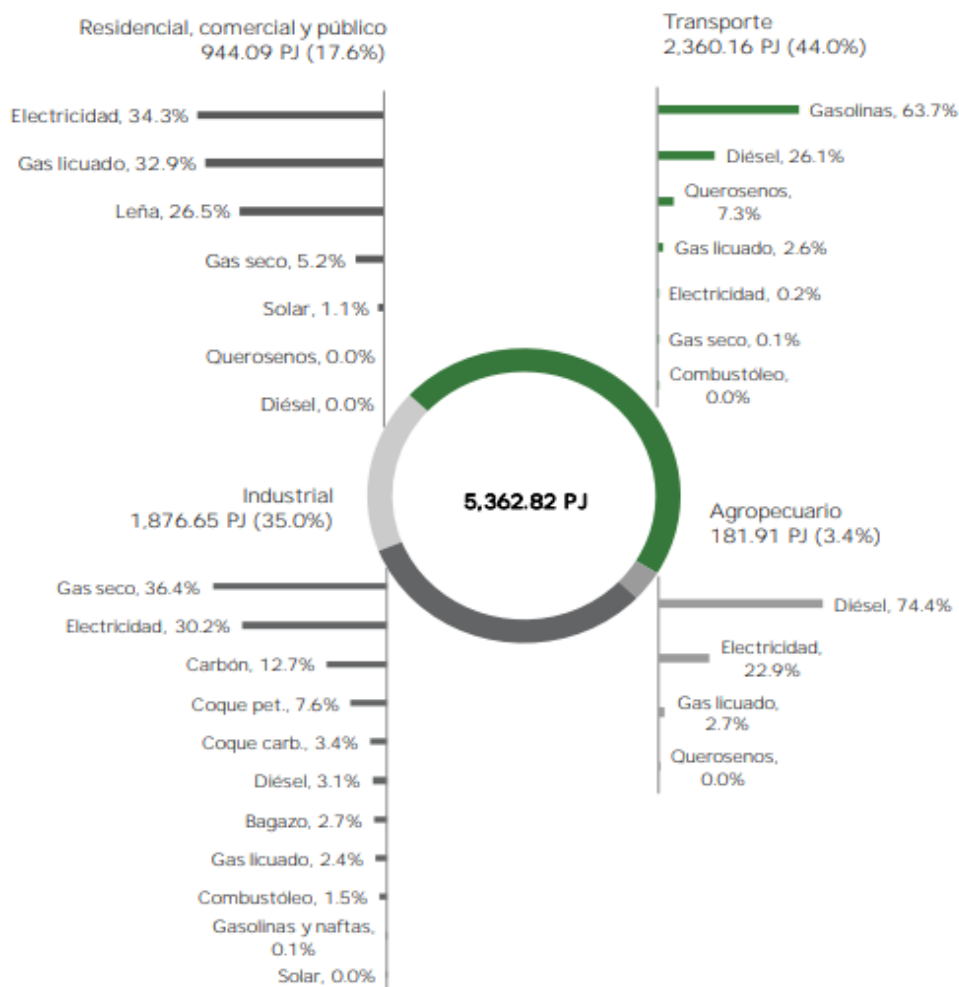
Tabla 1. Comercio exterior de energía secundaria (PJ). Sobre la base del cuadro 8 en SENER, 2018a, p. 27.

	2016	2017	Variación porcentual 2017/2016		2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016	Estructura porcentual (%) 2017
Total	9,140.10	9,249.75	1.20	Total	9,140.19	9,249.49	1.20	100.00
Producción	7,714.13	7,027.22	-8.90	Carbón y coque de carbón	520.68	636.31	22.21	6.86
De otras fuentes	887.15	944.20	6.43	Gas natural y condensados	4,281.11	4,335.68	1.27	46.77
Importación	3,994.25	4,417.61	10.60	Crudo y petrolíferos	3,592.94	3,520.62	-2.01	37.98
Variación de inventarios	-134.19	-68.17	-49.20	Nucleoenergía	109.95	113.22	2.97	1.22
No aprovechada	220.32	96.22	-56.33	Renovables ¹	654.05	663.62	1.46	7.16
Exportaciones	3,100.93	2,974.89	-4.06	Comercio neto de electricidad	-18.54	-19.96	7.63	0.22

Tabla 2. Oferta bruta de energía y por tipo energético (PJ). Sobre la base de los cuadro 9 y 10, en SENER, 2018a, pp. 30 y 31.

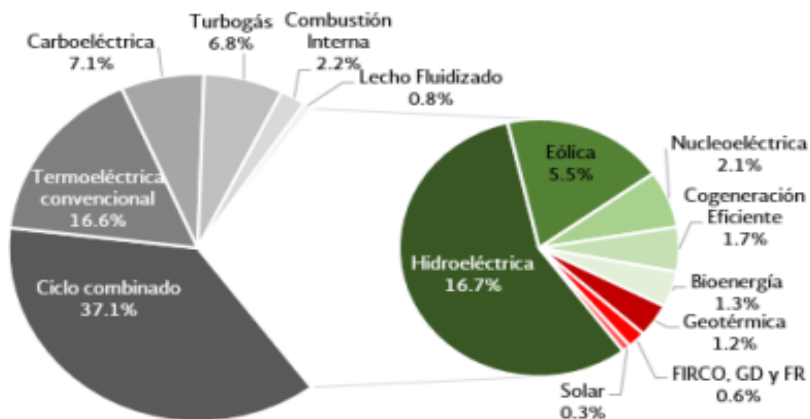
Una vez excluida la propia energía utilizada para el funcionamiento del propio sector energético, los 5,362.82 PJ dirigidos en 2017 al consumo energético final se conformaron, en primer lugar, por las naftas y gasolinas con un 27.36% del total, mientras que la electricidad, energético objeto de estudio de esta tesis, fue el segundo energético aprovechado, con el 17.01%⁷⁴. Como se aprecia en la Gráfica 4, el sector de Transporte fue el que más energía requirió, con un 44% del consumo final. Después siguió el industrial con un 35%, el residencial, comercial y público con un 17.6% y el agropecuario con un 3.4%. Salvo el sector residencial, comercial y público, el mayor insumo provino de los hidrocarburos procesados, en especial los de transporte donde se ocupan casi en su totalidad y agropecuario en más de tres cuartas partes (SENER, 2018a, pp. 34, 35 y 92).

74.- Por su parte, el diésel cubrió el 14.7% de los requerimientos energéticos finales y el gas seco un 13.4%. El resto estuvo conformado por gas licuado con un 7.9%, Biomasa con un 5.6%, carbón 4.4%, querosenos con un 3.2% y coque de petróleo con un 2.7% (SENER, 2018a, p. 34).



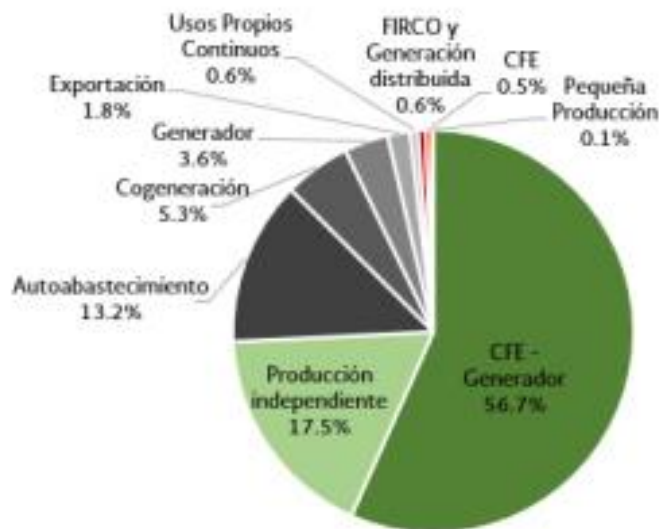
Gráfica 4. Consumo energético final por sector y combustible utilizado, 2017 (PJ). Sobre la base de la figura 17, en SENER, 2018a, p. 35.

De la capacidad instalada para la generación, equivalente a 75,685 MW repartidas entre 796 centrales en 2017, el 70.5% se conformó por plantas cuya tecnología consisten principalmente en el aprovechamiento calorífico de los hidrocarburos, donde más de la mitad de este grupo se conformó por centrales de ciclo combinado. Por su parte, el 29.5% provino de centrales de energías limpias, aunque es de destacar que del 2007 al 2017 crecieron en su uso a un ritmo promedio anual de 4.6%, por encima del 2.5% promediado para el crecimiento de la capacidad de instalación total. La potencia instalada para este tipo de energías se repartió en un 16.7% por la hidroeléctrica, la eólica 5.5%, nucleoelectrica 2.1%, cogeneración eficiente 1.7%, Bioenergía 1.3%, geotérmica 1.2% y solar 0.3% (Grafica 5; SENER, 2018b, pp. 17 y 44 y PRODESEN, 2018 – 2032, p. 19).



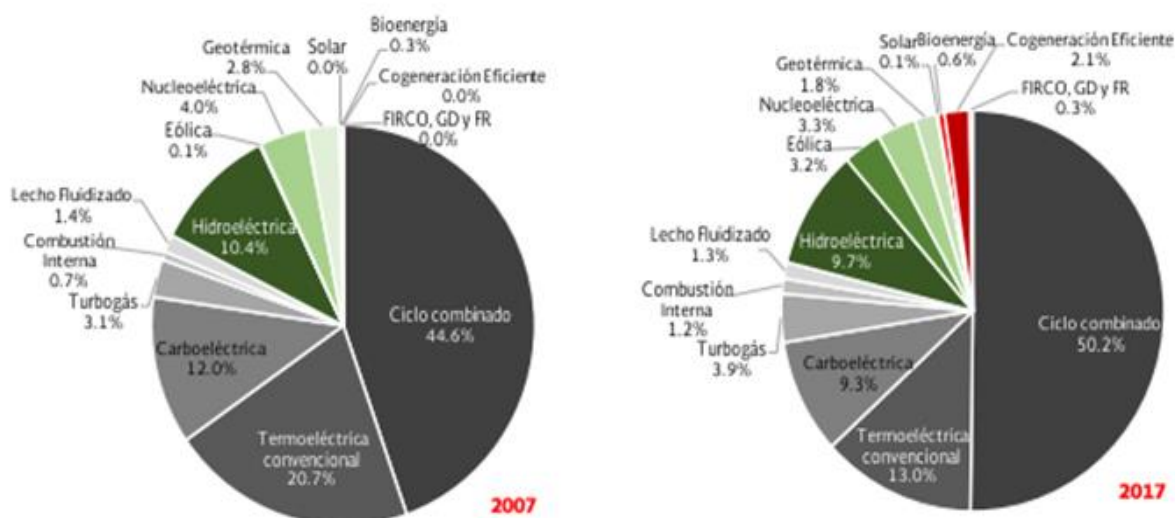
Gráfica 5. Evolución de la capacidad instalada para la generación eléctrica por tecnología, 2007 – 2017 (MW) y repartición porcentual en 2017. Sobre la base de la figura 2.13 y 2.14, en SENER, 2018b, pp. 44 y 45.

Para el 2017, el 39.08 % de la capacidad instalada total provino de modalidades de generación dispuestas por la LSPEE a los particulares: Producción independiente (17.5%), pequeña producción (0.1%), cogeneración (5.3%), autoabastecimiento (13.2%), exportación (1.8%) y usos propios continuos (0.6%). Los permisos de generación distribuidos entre las 6 subsidiarias de generación implicaron el 57.2 % de la potencia instalada, mientras que la capacidad privada instalada bajo el nuevo régimen fue del 3.6% (Gráfica 6 y SENER, 2018b, p. 45).



Gráfica 6. Capacidad instalada de generación eléctrica por modalidad, 2017 (porcentaje). Sobre la base de la figura 2.15, en SENER, 2018b, p. 45.

Dentro de la generación eléctrica, equivalente a 329,162 GWh en 2017, el uso de las tecnologías convencionales ha representado un valor mayor comparado al 70.5% de la potencia instalada, con un 78.9% del total en 2017. De hecho la generación de plantas de ciclo combinado ganó terreno de un 44.6% de 2007 al 50.2% a 2017 sobre lo producido antes por termoeléctricas convencionales. En dicho periodo, la generación proveniente de las fuentes limpias sólo creció de un 17.5% a un 21.2%. Para el 2017, con las disposiciones constitucionales y legales de la reforma al sector, aunque se aprecia un crecimiento incipiente en el uso de energías eólicas y solares, de todas maneras es destacable pues representaron el 3.2% y el 0.1% de la generación bruta, respectivamente. Se aprecia también que las hidroeléctricas representaron cerca de la mitad de la generación mediante fuentes renovables, aunque con un decrecimiento del 0.7% comparado a la década anterior (Gráfica 7 y SENER, 2018b, pp. 17 y 48).

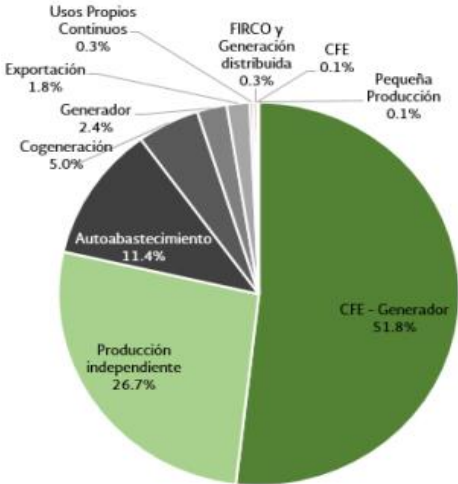


Gráfica 7. Generación bruta de energía eléctrica por tecnología, 2007 vs 2017 (Porcentaje). Sobre la base de la figura 2.18, en SENER, 2018b, p. 48

A pesar de los objetivos de la transición promovidos por la reforma de 2013, se aprecia una reducción del uso de energías limpias ya que en 1995 representaban el 29.2% (Aguilera et al., 2016, p. 6). Para el 2018, de los 317,278 GWh generados, o sea, 3.61% menor a la de 2017, el 23.2% fue generado mediante tecnologías limpias, 1.8% debajo de la meta del 25% fijada ese último año. Los porcentajes de generación por tipo de tecnología consistieron en ciclo combinado con 51%, térmica convencional 13.2%, Turbogás 2.7%, combustión interna 0.7%, carboeléctrica 9.2%, cogeneración eficiente 2.2%, hidroeléctrica 10.2%, eólica 3.9%, geotérmica 1.7%, nuclear 4.3%, fotovoltaica 0.7% y bioenergía 0.2% (PAMRNTRGDMEM/PRODESEN, 2019 – 2033, p. 33).

De acuerdo a lo anterior y con base en lo expresado por el Dr. Tovar Hernández durante su entrevista, se observa que aún no existe un alto grado de penetración de las tecnologías renovables para la generación en México, lo cual se agrava de cierto modo con las fricciones del actual Gobierno Federal con empresas particulares propietarias de centrales eólicas y solares. Por otro lado, en la entrevista con el Dr. Bazán Navarrete, este resaltó la innegable dependencia de los hidrocarburos en sectores como el transporte y la petroquímica, aunque no por eso se tendría que ignorar la necesidad de instalar o repotenciar ciertas fuentes de energía que no se han aprovechado al máximo. Entre estas fuentes destaca la nuclear por su factor de carga de aproximadamente el 90%, con la cual CFE cuenta con la Central Eléctrica de Laguna Verde, misma que podría contribuir en el suministro hacia el sureste del país e incluso a la interconexión regional.

En cuanto a la modalidad repartida de la generación bruta, las plantas de CFE contribuyeron en un 51.8 % del total en 2017, una proporción menor comparada a los 57.2% de potencia instalada. El resto se distribuyó para los PIE en un 26.7%), cogeneración 5%, autoabastecimiento 11.4%, pequeña producción 0.1%, exportación 1.8%), y usos propios 0.3%. El 2.4% restante perteneció a las centrales eléctricas privadas participantes en el nuevo mercado mayorista (Gráfica 8). Esta repartición de porcentajes, se acerca a la proporción señalada por el Presidente López Obrador (Cap. 2, p. 53) sobre la producción por centrales públicas en un 54% y privadas en un 46% en 2018, la cual se refleja ya en los datos plasmados en el PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033 (p. 33). Cabe mencionar que en aras de mantener la productividad de CFE, se anunció en la 37° Sesión del Consejo de Administración de la EPE la ejecución de 561 trabajos de mantenimiento de 5,786 MW de potencia (Presentan resultados de acciones para fortalecer a la CFE, 2019, 18 de diciembre, *La Jornada*).



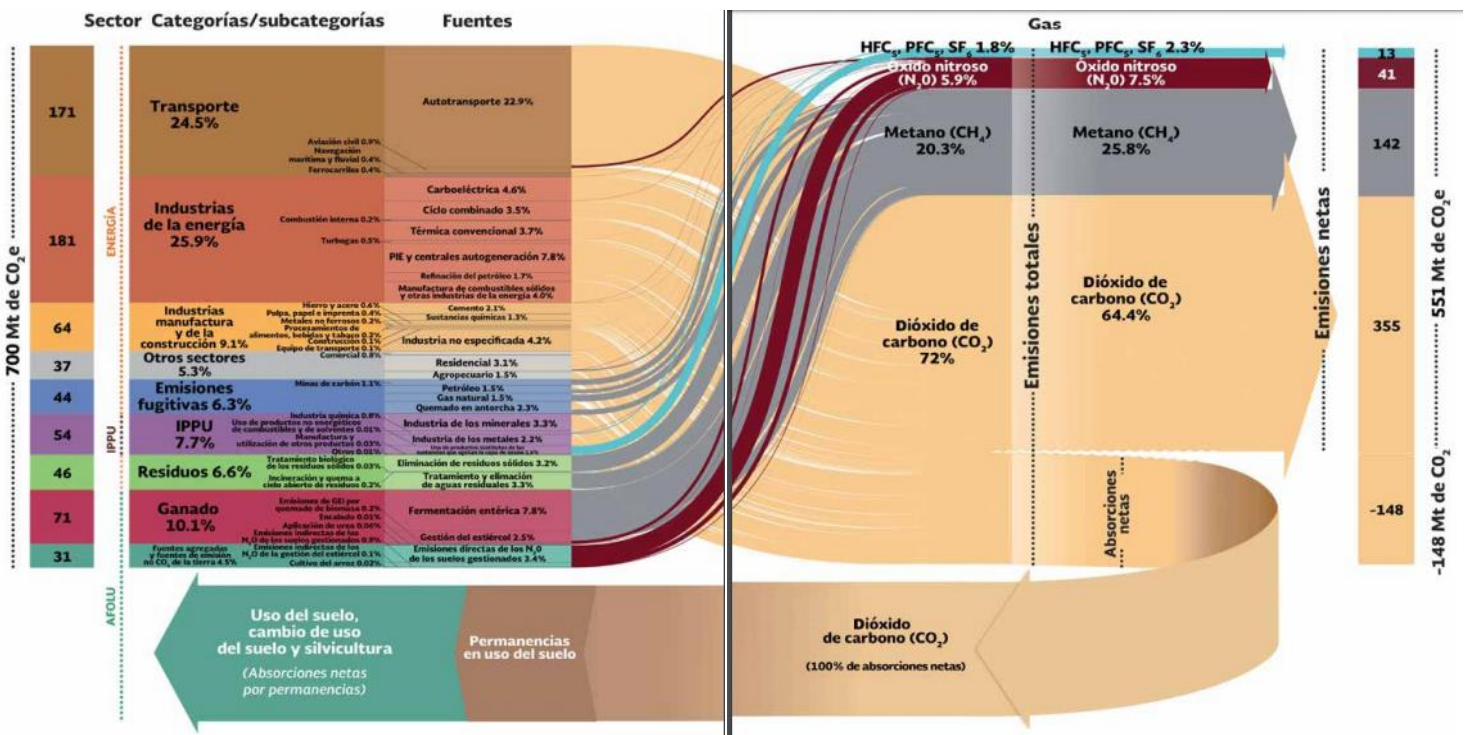
Gráfica 8. Generación eléctrica por modalidad, 2017 (porcentaje). Sobre la base de la figura 2.19, en SENER, 2018b, p. 49.

Con base en lo expuesto hasta el momento, se puede constatar el predominio que han tenido los hidrocarburos en la política energética de México (Loyola y Torres, 2018, pp. 331-344). Esto se refleja en la preponderancia de extracción de petróleo crudo, su exportación con destino principal de EUA, la importación desde este país de derivados de hidrocarburos para el transporte, actividad de mayor consumo de energéticos en el país, al igual que el gas natural para la generación de electricidad, como segunda actividad de este tipo de mayor importancia.

Esta dependencia al aprovechamiento energético de los hidrocarburos conlleva un costo ambiental por la emisión de GEI (Luiselli, 2011, pp. 301-333). De acuerdo a la información dispuesta por el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero de 2015 (SEMARNAT e INECC, 2018, pp. 34, 35 y 55), el total emitido ese año fue equivalente a 700 millones de toneladas (Mt) de Co₂, donde la industria energética fue responsable de un 25.9% y después el transporte con un 24.5% (Gráfica 9). La aportación de emisiones de la industria energética se distribuye principalmente entre plantas de distintos tipos de termoeléctricas por un 19.6%⁷⁵ y el resto por carboeléctricas. En el inventario también se aprecia que sólo un 29.42% de las emisiones de CO₂ del país es absorbido por bosques y selvas, de manera que el resto de GEI son expulsados a la atmósfera, con un valor de 551 Mt de Co₂.

Con base en dicho documento, se registra que de 1990 a 2015 las emisiones de México aumentaron un 57.3%, con una tasa de crecimiento anual de 2% en el sector energético. Destaca que, de 2010 al 2015, durante el proceso de apertura del sector consumado con la reforma de 2013, se aprecia que la referida tasa fue sólo de un 0.6%. De todas formas, se mantiene el uso preferente de hidrocarburos en México, a tal grado que, en 2015, fue el 13° país con emisiones de GEI el mundo, lo cual representó el 1.29% de los 36,250 Mt de CO₂ emitidos a nivel global (Olivier et al., 2016, 38 y 45).

75.- Datos del PRODESEN, 2018 – 2032 (pp. 26 a 28 y 196), indican que el promedio calculado en México de una planta produce de dióxido de carbono por kilogramo/megavatio con base en la materia prima: ciclo combinado produce 346 con gas natural. Plantas convencionales de uso de gas (ciclo abierto) 509, diésel 660, termoeléctricas 680 y carboeléctricas 773 (Pech, R., 2019, 12 de febrero, Transición energética, fiasco o realidad, *La jornada*).



Gráfica 9. Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 2015. Sobre la base de figura 2.3, en SEMARNAT e INECC, 2018, pp. 34 y 35.

A pesar de que el proceso de combustión usado en este tipo de tecnologías emite cantidades considerables de GEI, lo cierto es que a diferencia de varias fuentes renovables posee un mayor grado de generación respecto a la totalidad de su potencia instalada, conocida como el factor de planta o factor de carga. Respecto a este indicador, vale mencionar que el Departamento de Energía de EUA consideró a México y Chile, por ser miembros latinoamericanos de la OCDE, como una sola región para un trabajo sobre el panorama internacional del sector energético (Conti et al., 2016, p. 89). En esta región se señala que en un promedio de 2008 a 2012 el factor de planta en las procesadoras de gas natural es mayor con un 51%, en comparación con el 37% de la hidroeléctrica o el 23% obtenido conjuntamente entre la eólica y la solar⁷⁶. El bajo factor de carga de estas dos últimas tiene una estrecha relación con la disponibilidad intermitente de sus fuentes primarias en el lugar de la central generadora instalada, como lo son el sol y el viento.

Al considerar, en teoría, que el 100 % de potencia instalada funcione las 24 horas del día, los 365 días del año, si la generación bruta en México durante 2017 fue igual a 329,162 GWh y su capacidad instalada de 75, 685 MW, el porcentaje general de factor de carga del sector en general sería del 49.64%.

76.- Para un mayor estudio sobre los factores de planta en México, es posible consultar la ponencia "Problemática de la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables" del Dr. Luca Ferrari en el Seminario "Movilidad y Energía en México: La situación de los ferrocarriles y los combustibles fósiles frente al colapso climático y ambiental en curso.", celebrado el 27 de marzo de 2019 en la UNAM, Ciudad de México, disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=G6NveRQnmgU&t=12542s>. Sirve de apoyo el artículo publicado por el mismo ponente (2019, 20 de marzo, Los costos de la transición energética, Erendipia).

3.2.2.- Potencia y generación eléctrica en las zonas de estudio

De acuerdo a la última Prospectiva del Sector Eléctrico publicada por la SENER, al cierre del 2017, el sur-sureste representó la región con mayor capacidad instalada nacional, con un total de 31.24%, reflejados en 23,645 MW. En el 2017 Chiapas contó con 5,026 MW equivalentes al 6.64% de la potencia nacional, Oaxaca con 2,883 MW con valor al 3.8% y la Península de Yucatán, con 3,616 MW iguales al 4.77%. En conjunto, los 11,525 MW instalados en las tres regiones equivalieron ese año el 15.22% de la potencia nacional (PRODESEN 2018 – 2032, p. 139; y SENER, 2018b, p. 46).

En cuanto a la generación bruta, Chiapas representó en 2017 un 3.44% de la aportación nacional, reflejado en 11,322 GWh, Oaxaca un 2.56% por concepto de 8,427 GWh generados principalmente en el istmo de Tehuantepec y un 2.53% observable en los 8,350 GWh generados entre los tres Estados que conforman la Península de Yucatán: Campeche 3,386 GWh, Quintana Roo 147 GWh y Yucatán 4,817 GWh. Es así que los 28,099 GWh generados entre las tres regiones de estudio equivalieron al 8.53% de la generación bruta a nivel nacional y un promedio de aprovechamiento del 27.83% de su potencia instalada en 2017, aunque en los dos años anteriores se ha observado un factor alrededor del 32% (SENER, 2016, p.54 y 60; 2017, p. 52 y 56; y 2018b, p. 50).

De lo anterior se observa un bajo factor de carga entre las tres zonas de estudio, a pesar de contar en gran parte con tecnologías de alta productividad como las hidroeléctricas en Chiapas y de Gas Natural en la Península de Yucatán.

3.2.2.1.- Generación eléctrica en Chiapas

La energía hidráulica es la fuente renovable más explotada en México para la generación de electricidad. El país cuenta con 64 centrales hidroeléctricas (Zandonai et al., 2016, pp. 258 y 259), donde Chiapas es el Estado de mayor capacidad instalada, al contar con 4,828 MW equivalentes al 38.19% de 12,642 MW de potencia nacional instalada en 2017 (Mapa 2). Respecto a la electricidad realmente generada, Chiapas también es el Estado de mayor aportación, con 10,936 GWh en 2017 iguales al 34.33% de los 31,848 GWh generados ese año en todo el país (PRODESEN, 2018 – 2032, pp. 157-159). En comparación con otras fuentes instaladas en la entidad federativa, las

fuentes hidroeléctricas representaron en 2017 casi la totalidad de su potencia con 95.86% y de su generación bruta con un 96.59%.



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Mapa 2. Capacidad instalada y generación bruta de hidroeléctricas en el país en 2017 (MW y GWh). Sobre la base del Mapa 2.2.9.A de PRODESEN, 2018 – 2032, p. 157.

Las centrales hidroeléctricas de Chiapas son propiedad de CFE y se encuentran a lo largo de la zona alta del río Grijalva. Con menor potencia pero relevante al tema por su cercanía con Guatemala y su conexión a la línea de transmisión compartida con ese país desde Tapachula está la Presa Cecilio del Valle (Tabla 3).

Nombre	Potencia	Modalidad	Propietario
Chicoasén	2,400 MW	Generación en el MEM	CFE
Malpaso	1,080 MW	Generación en el MEM	CFE
Angostura	900 MW	Generación en el MEM	CFE
Peñitas	420 MW	Generación en el MEM	CFE
Cecilio del Valle	21 MW	Generación en el MEM	CFE

Tabla 3. Capacidad efectiva de las principales centrales hidroeléctricas en Chiapas. Elaboración propia sobre la base del Cuadro 4.4, en PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033, p. 30.

Los proyectos originales de estas obras se llevaron a cabo por la entonces paraestatal durante la segunda mitad del siglo XX (Palacios et al., 2017, pp. 23, 28 y 30). No obstante la importancia de estas centrales para la generación renovable en México, su rendimiento no ha sido el óptimo. Si se tomara como referencia el funcionamiento

ininterrumpido de toda su capacidad instalada en 2017, el factor de carga de las hidroeléctricas en Chiapas ese año fue igual al 25.85%, es decir, 11.15% inferior al factor promedio referido por el Departamento de Energía de EUA (Conti et al., 2016, p. 89).

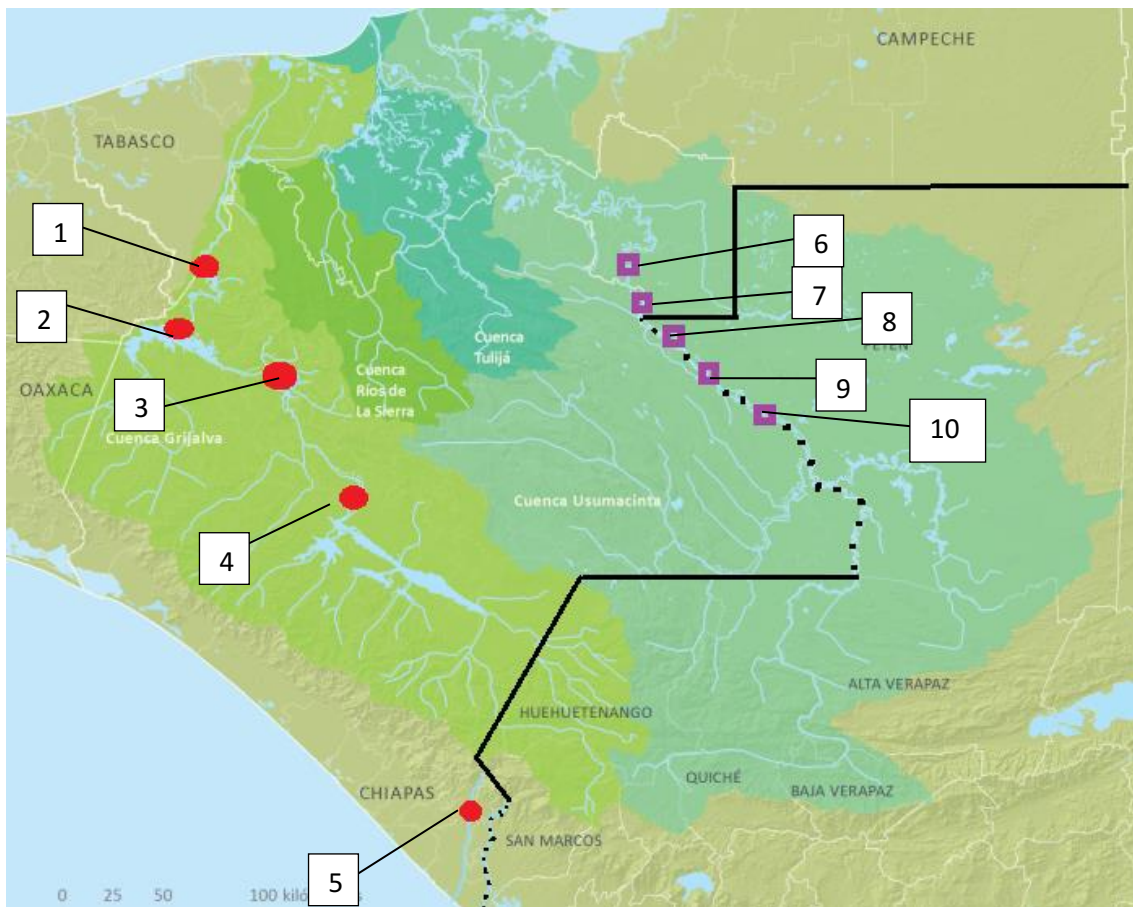
Aunque la actual administración no haya aclarado si el rango entre 30% y 40% al que se ha referido desde diciembre de 2018 sobre el aprovechamiento de las hidroeléctricas, es con referencia o no a su factor de carga, queda claro el interés de buscar para ampliar su potencia instalada. Lo anterior se refleja en el PIIRCE, perteneciente al PRODESEN 2019 -2033, (pp. 46-51), al planear con una proyección de 2019 a 2025 el aumento de capacidad de las presas de Angostura por 100 MW, Malpaso por 60 MW y Tapachula por 7 MW, además de retomar la instalación del Proyecto Chicoasén II, de 240 MW, a 8.5 Km río abajo de la mayor presa hidroeléctrica del país.

Tales acciones son parte del Programa de Recuperación de Capacidad de Generación Hidroeléctrica que impulsa la CFE en 18 proyectos que buscan aumentar la potencia de centrales en operación, desarrollar 15 equipamientos en presas que comparte con la CONAGUA y cuyo monto representa cerca de \$ 1,039.47 millones de dólares (MD)⁷⁷. De acuerdo a los Programas y Proyectos de Inversión previstos en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2019 (pp. 16 y 30) el costo total de inversión para Chicoasén II tendría un valor que oscila en torno a los \$ 535.2 MD, mientras que el costo para repotencializar Angostura equivaldría a un estimado de \$ 37.92 MD⁷⁸. A diferencia de la infraestructura hidroeléctrica en el Río Grijalva, como se mencionó en el Capítulo 2, se aprecian dificultades en la instalación de estos proyectos en el Río Usumacinta, como se aprecia en el Mapa 3.

77.- Conferencia matutina en Palacio Nacional, celebrada el 9 de diciembre de 2019 y la fuente hemerográfica (CFE detonará 33 Proyectos de generación eléctrica: Bartlett, 2019, 9 de diciembre, *Energía a debate*).

78.- Con base en las fuentes oficiales del gobierno mexicano y el apoyo complementario de fuentes hemerográficas, a diciembre de 2019, no se cuenta con información disponible sobre los montos de inversión estimados para el aumento de potencia de las presas de Malpaso y Tapachula.

Color	Explicación	No.	Nombre de la presa.
	Presas en operación	1	Peñitas
	Presas en planeación (indefinido)	2	Malpaso
	Flujo de río	3	Chicoasén
	Frontera México - Guatemala	4	Angostura
		5	Cecilio del Valle
		6	Boca del Cerro
		7	La Línea
		8	El Porvenir
		9	Isla El Cayo
		10	Yaxchilán



Mapa 3. Ubicación de plantas hidroeléctricas en Chiapas y estatus de otros proyectos energéticos en los sistemas de cuencas de los ríos Grijalva y Usumacinta. Edición propia sobre la base del Plan de Adaptación, Ordenamiento y Manejo Integral Cuencas Ríos Grijalva y Usumacinta (Quiroz, 2013, p. 10), con el apoyo de Amezcua, et al., 2007, (pp. 18 a 20) y consultas realizadas en el visualizador digital de <https://www.google.com/maps>

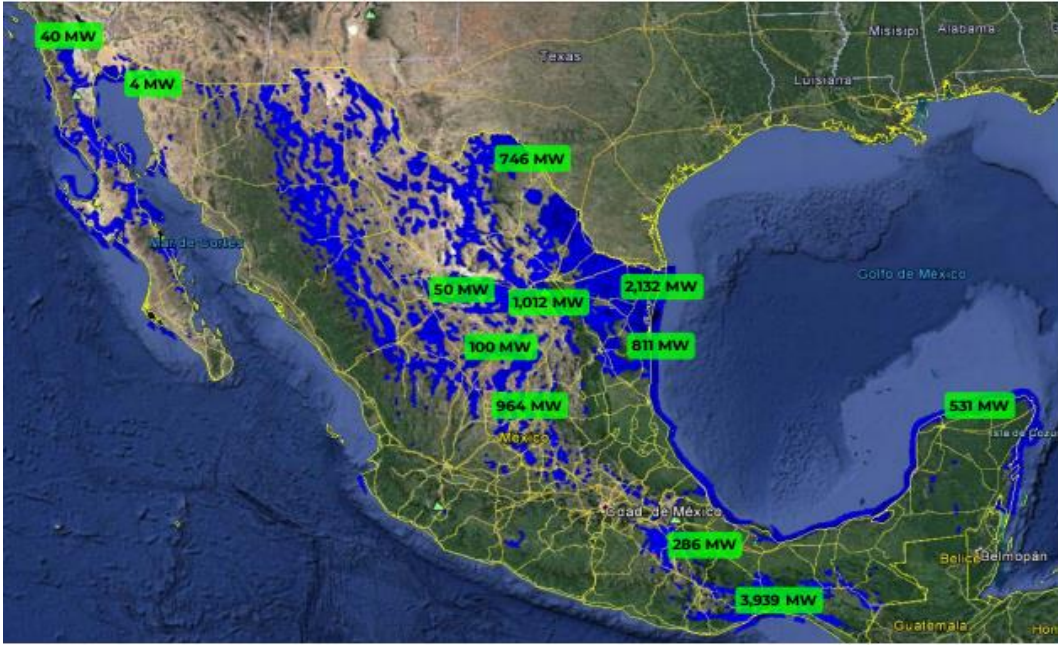
Debido a la importancia de estos dos ríos en la interconexión eléctrica con Guatemala, ya que los dos se extienden en el territorio de este país, es necesario hacer hincapié en sus comparaciones estructurales y en los resultados respecto a su aprovechamiento energético. Los Dos nacen de la Sierra de Chiapas y Guatemala y se

encuentran en los Pantanos de Centla, Tabasco hasta desembocar por el Golfo de México. Mientras que el río Grijalva atraviesa por el centro de Chiapas, el Usumacinta rodea el lado oriental, donde gran parte del territorio por el que cruza es sobre la línea fronteriza compartida con Guatemala.

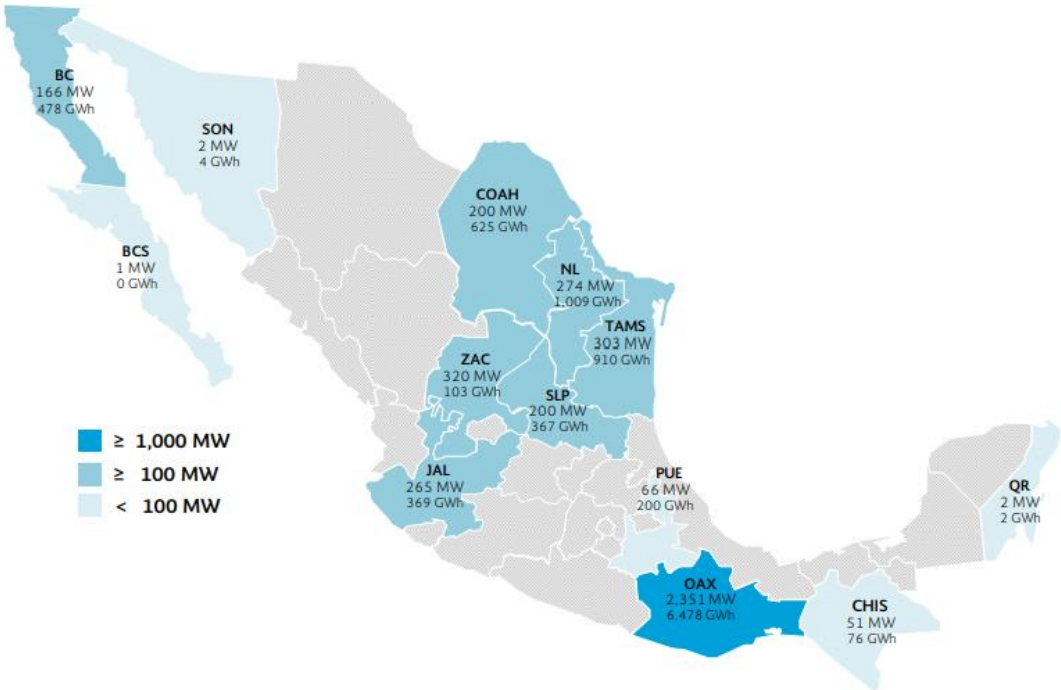
Con excepción de la Presa Chixoy de 300 MW, instalada en los años 80 a cambio de un alto costo social y ambiental en la franja norte del territorio Guatemalteco, el caudal del Usumacinta no ha sido sometido para fines energéticos, a pesar de tener un potencial estimado de hasta 1850 MW (March y Castro, 2010, pp. 196 y 197). Debido a las externalidades negativas arqueológicas y ambientales mencionadas en el Capítulo 2, es por ello que el gobierno anterior anunció la Cancelación de la Hidroeléctrica de 420 MW de Boca del Cerro en 2016, ubicada cerca de la ciudad de Tenosique, Tabasco que si bien se ubica en una entidad federativa objeto de estudio de esta tesis, pertenece a la sección río abajo del Usumacinta, en una zona limítrofe con el Estado de Chiapas. Junto a este proyecto, la instalación de 4 represas planeadas por México y Guatemala en diferentes puntos de la sección del río que divide la frontera que sumarían 800 MW, ha sido impedida por las comunidades originarias en atención al convenio 169 de la OIT y, en el caso de México, al artículo 2 de la CPEUM (México y Guatemala analizan construcción de 4 hidroeléctricas, 2013, 27 de abril, *Notimex y El financiero*; Amezcua, et al., 2007, pp. 18-23; Castro, 2014, pp. 4, 8 y 10; y AbtAssociates Inc., 2013, pp. 2).

3.2.2.2.- Generación eléctrica en el istmo de Tehuantepec

En cuanto al Istmo de Tehuantepec su potencial de generación eólica es mayor respecto a cualquier otra zona del país, con un estimado de 3,939 MW aprovechable considerado la potencia instalada hasta 2018 y la programada en los próximos 3 años (Mapa 4). Esta región de Oaxaca es la principal productora de electricidad a través de dicha fuente, con una capacidad de 2,351 MW que representa el 55.96% de 4,201 MW de potencia instalada en todo el país y su generación de 6,478 GWh equivalentes al 61% de 10, 621GWh de lo producido durante el 2017 (Mapa 5).



Mapa 4. Zonas de alto Potencial de generación eólica en el país. Sobre la base de la Figura 8.2 del PAMRNTRGDMEM/PRODESEN, 2019 – 2033, p. 86.



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.
Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Mapa 5. Capacidad y generación en centrales eólicas 2017. Sobre la base del Mapa 2.2.11., en PRODESEN, 2018 – 2032, p. 161

En comparación con otras plantas instaladas por tipo de fuente en Oaxaca, las fuentes eólicas representaron ese año el 81.54 % de toda la potencia instalada en la

entidad y el 76.87% de su generación total (PRODESEN 2018 – 2032, p. 139 y Tabla 10). Si se tomara como referencia el funcionamiento de toda la capacidad instalada durante el 2017, se puede inferir que el factor de carga de estas centrales fue igual al 31.45%, es decir, 8.45% superior al referido por el Departamento de Energía de EUA (Conti et al., 2016, p. 89). Con base en esos datos es posible inferir que las mismas constituyen activos importantes para la promoción de energías limpias en el sur del país.

Las principales centrales eólicas del Istmo, como se mencionó en el Capítulo 2, se conforman por las PIE para venta de electricidad a CFE y Autoabastecimiento para grandes empresas mexicanas y extranjeras privadas en su mayoría, como las señaladas en las páginas 55 y 56 de esta tesis (Tabla 4).

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA	MODALIDAD	PROPIETARIO	SEDE CENTRAL
OAXACA I	101 MW	PIE	EYRA Grupo ACS.	España
OAXACA I - IV	306 MW	PIE	Acciona Energía	España
LA VENTA III	103 MW	PIE	Iberdrola	España
SURESTE I Y II (LA MATA)	102 MW	PIE	ENEL Green Power	Italia
LA MATA – LA VENTOSA	67.5 MW	Autoabastecimiento	EDF	Francia
EÓLICA DEL SUR	396 MW	Autoabastecimiento	Mitsubishi	Japón
EURUS JUCHITÁN	250 MW	Autoabastecimiento	Acciona Energía	España
FUERZA Y ENERGÍA BII HIOXO	234 MW	Autoabastecimiento	NaturgyEnergyGroup	España
EOLIA TEC DEL ISTMO	164 MW	Autoabastecimiento	EDF y Mitsui& Co	Francia y Japón
EOLIA TEC DEL PACÍFICO	160 MW	Autoabastecimiento	EDF y Mitsui& Co	Francia y Japón
PIEDRA LARGA I Y II	227.5 MW	Autoabastecimiento	RenovaliaEnergy	España
PARQUES ECOLÓGICOS DE MÉXICO	102 MW	Autoabastecimiento	Iberdrola	España

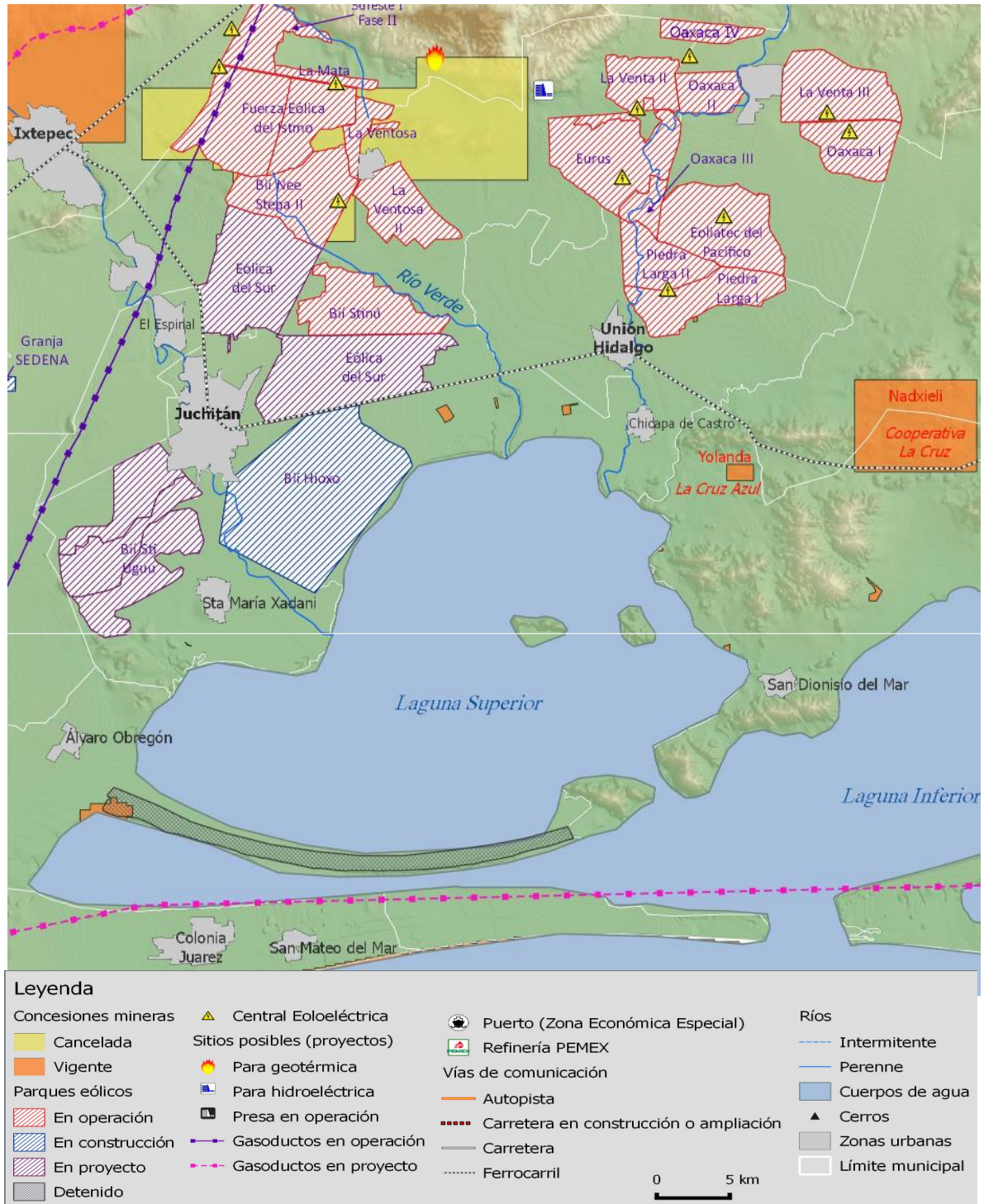
Tabla 4. Capacidad efectiva de las principales centrales eólicas en el Istmo de Tehuantepec. Elaboración propia sobre la base del Cuadro 4.4, en PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033, p. 30 y del Cuadro 4.5, en PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033, p. 32.

Para una mejor asimilación territorial de estos proyectos en el Istmo puede observarse el mapa 9, retomado del mapa hecho por la Red Mexicana de Afectados por la Minería, a petición del Colectivo Geocomunes⁷⁹. En dicho mapa se puede apreciar la cancelación del proyecto Santa Teresa llevado por Grupo Mareña, cerca de la comunidad

79.- Aunque dicho mapa no tiene fecha de elaboración, se infiere por el artículo escrito por Chaca R., (2017, 14 de mayo, Elaboran Mapa de Megaproyectos en el istmo, *NVI Noticias*), que el mapa fue realizado meses antes de esta publicación periodística. Por tal motivo, se infiere que el mapa fue realizado a principio del año 2017, de manera que su referencia en el texto de este trabajo y su Anexo es sólo para fines de apreciar la ubicación geográfica de los proyectos eólicos y su cercanía con las comunidades del Istmo.

de San Dionisio del Mar, en la delgada franja de tierra ubicada en medio de la Laguna Superior, por las causas sociales y ambientales comentadas en el Capítulo 2.

Respecto a otras centrales eólicas programadas a futuro en esta región (Tabla 5) está la central eólica GunaaSicarú, aprobada desde la segunda subasta Eléctrica de Largo Plazo en 2016 pero suspendida por manifestaciones en contra por parte de las comunidades. Además, conforme al PIIRCE/PRODESEN 2019 – 2033, pp. 47 – 51), se prevé de 2019 a 2022 la instalación de más centrales bajo el régimen de generación previsto por la LIE. Adicionalmente, se prevén otras centrales programadas para el 2023 y 2024 bajo los permisos a favor de CFE. Como en el caso de GunaaSicarú, el respeto de consultar a los pueblos originarios y la presentación de sus manifestaciones de impacto ambiental (MIA) puede ser una condición determinante en la operación o no del proyecto.



Mapa 9. Estatus de proyectos eólicos en el Istmo de Tehuantepec (Sin Fecha). Edición propia sobre la base del mapa disponible en el portal electrónico del colectivo Geocomunes sobre megaproyectos en el istmo, con el apoyo del artículo periodístico escrito por Chaca R., (2017, 14 de mayo, Elaboran Mapa de Megaproyectos en el istmo, *NVI Noticias*).

CENTRAL	POTENCIA	MODALIDAD	PROPIETARIO	SEDE CENTRAL
GunaaSicarú	252 MW	Cobertura con CFE Suministro Básico	EDF	Francia
Cerro Iguana	200 MW	Generación MEM	Iberdrola	España
Palmita	110 MW	Generación MEM	Gamesa y Banco Santander	España
El Sauzal	200 MW	Generación MEM	Gamesa	España
Ecowind	100 MW	Generación MEM	Ecowind	España
Iggu	150 MW	Generación MEM	ENEL Green Power	Italia
Zapoteca Energía	70 MW	Generación MEM	Zapoteca Energía	España
Sureste I	105 MW	Generación MEM	CFE	México
Sureste II y III	600 MW	Generación MEM	CFE	México
Sureste IV y V	600 MW	Generación MEM	CFE	México

Tabla 5. Capacidad efectiva de las principales centrales eólicas programadas para su futura operación en el Istmo de Tehuantepec. Elaboración propia sobre la base del PIIRCE/PRODESEN 2019 – 2033, pp. 47 – 51.

En cuanto a los recursos aportados, de acuerdo con la información disponible⁸⁰, las empresas privadas han aportado un estimado de \$ 4,209.00 MD de las centrales en operación, mientras que CFE \$ 114.7 MD. Se estima que la EPE aportará \$ 2,425 MD por las centrales Sureste II a V y, con base en el capital estimado para las plantas de GunnaSicarú, Ecowind, Zapoteca Energía, la industria privada invierta al menos \$ 743 MD para aumentar a corto y medio plazo la potencia instalada en el Istmo.

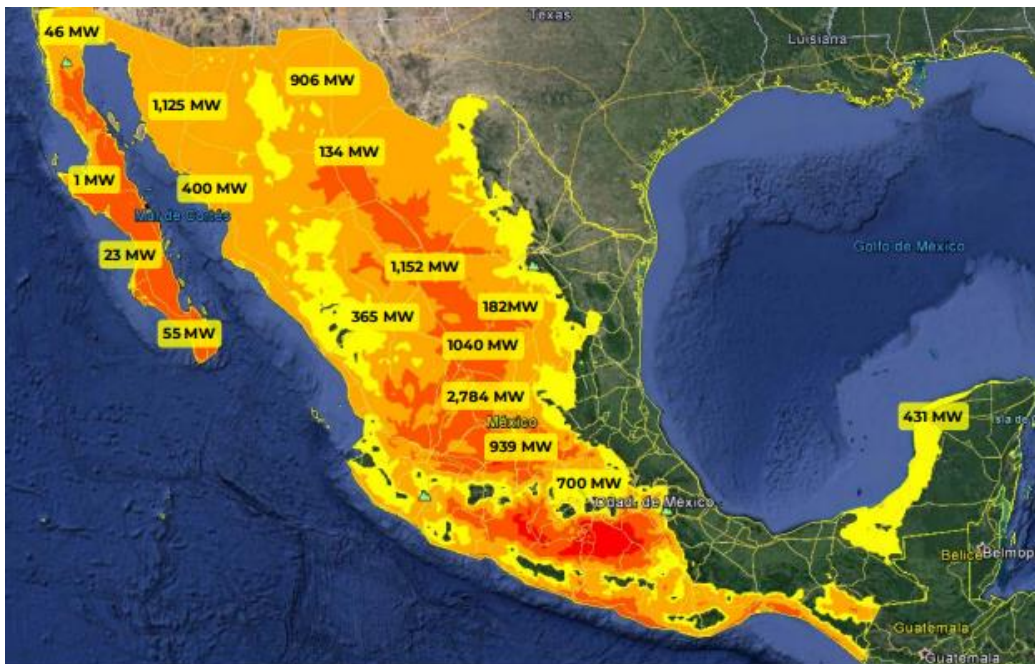
3.2.2.3.- Generación eléctrica en la península de Yucatán

En materia de fuentes solares, el potencial estimado es sumamente alto en cerca de tres cuartas partes del territorio nacional. Con una irradiación diaria promedio de 5.5 kWh/m², se ha estimado una capacidad de aprovechamiento de hasta 10,283

80.- La información sobre los montos de inversión para las centrales mencionadas puede consultarse en el portal del Gobierno de Oaxaca, 2015, disponible en <https://www.oaxaca.gob.mx/semaedeso/energia-eolica/>; Portal de Proyectos México disponible en <https://www.proyectosmexico.gob.mx> y una Ficha técnica de CFE, S.F., disponible en <http://aplicaciones.cfe.gob.mx/tm/fichas/ES/FTSureste2y3ES.pdf>; así como en diversas fuentes hemerográficas. (Valdivieso G., 2019, 19 de octubre, Centro europeo pide a eólica respetar DH, *NVI noticias*; Vázquez J., 2016, 18 de julio, Planta eólica en Oaxaca producirá 100 MW, *El economista*; y Anderson B., 2014, 20 de noviembre, Atunes al viento, *Milenio*). Por el momento, no se cuenta con información sobre los montos de inversión para las centrales privadas de generación de Cerro Iguana, Palmita, el Sauzal e Iggu, ni tampoco para la central de generación de CFE de Sureste I fase I.

MW(PAMRNTRGDMEM /PRODESEN 2019 – 2033, pp. 85 y 86; y Beltrán, 2016, pp. 235, 236 y 239). A pesar de este potencial y su rápido crecimiento, el uso de plantas fotovoltaicas sigue sin representar un peso importante en la generación del país (Zandonai et al., 2016, pp. 261 y 262). Como se observa en el Mapa 6, el sureste cuenta con un potencial menor al de los Estados del Noroeste. No obstante, se ha intentado promover la instalación de plantas solares a gran escala en la Península de Yucatán, principalmente las mencionadas en la página 62 de esta tesis. De manera similar, aunque no se compara al potencial observado en el Istmo de Tehuantepec, también se tiene un alto interés en promover la instalación de plantas eólicas en esta región (Mapa 4).

En el caso de los Estados que conforman la Península, ninguno de ellos se distingue por su potencial de fuentes renovables como la principal fuente de generación, en comparación de Chiapas o Oaxaca. En adición, como se verá más adelante, es la región de las zonas objeto de estudio con mayor ritmo de crecimiento de la demanda, misma que se ha cubierto en su mayoría con el proceso de combustión de hidrocarburos.



Mapa 6. Zonas de alto potencial para para la generación solar en el país. Sobre la base de la Figura 8.1 del PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019– 2033, p. 85

Como se expuso en la página 52, entre sus plantas convencionales principales se encuentra las que son propiedad de CFE, las plantas de turbogas que aprovecha PEMEX en el Estado de Campeche para su autoabastecimiento y las PIE de ciclo combinado

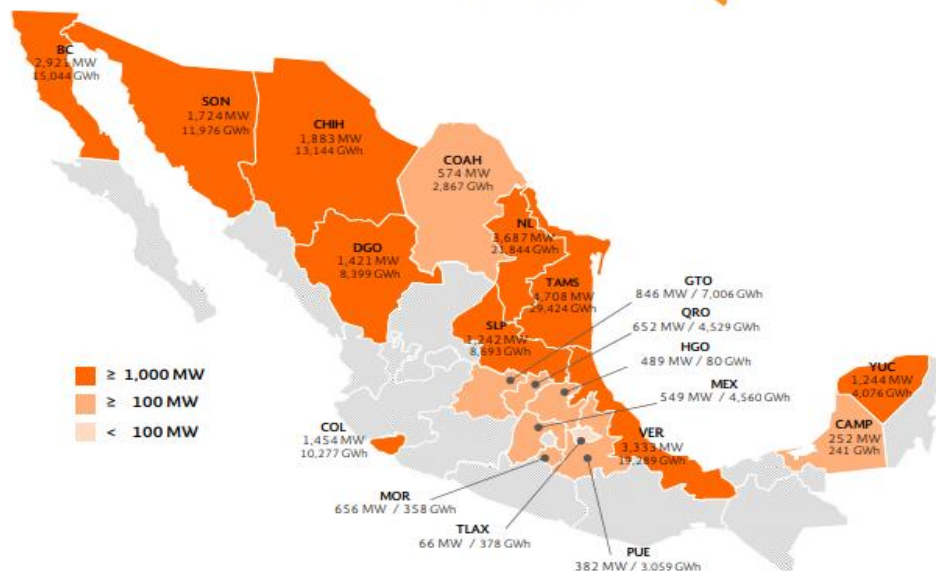
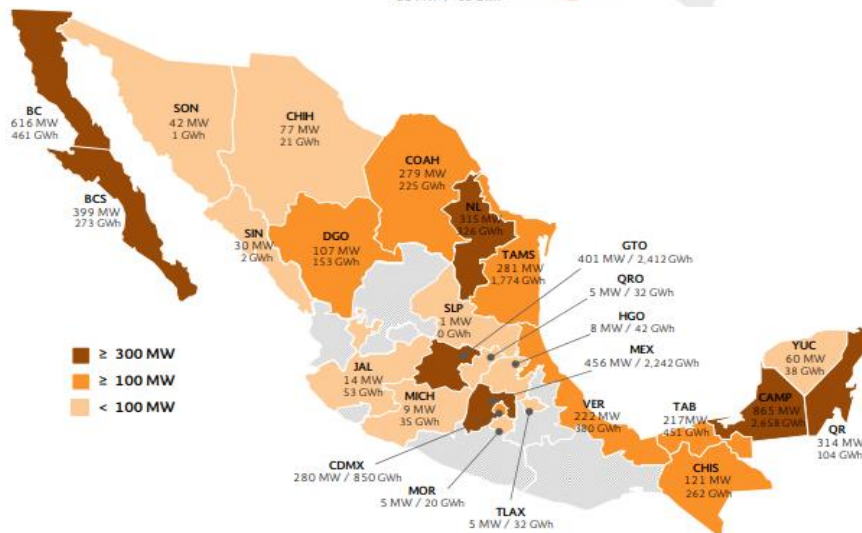
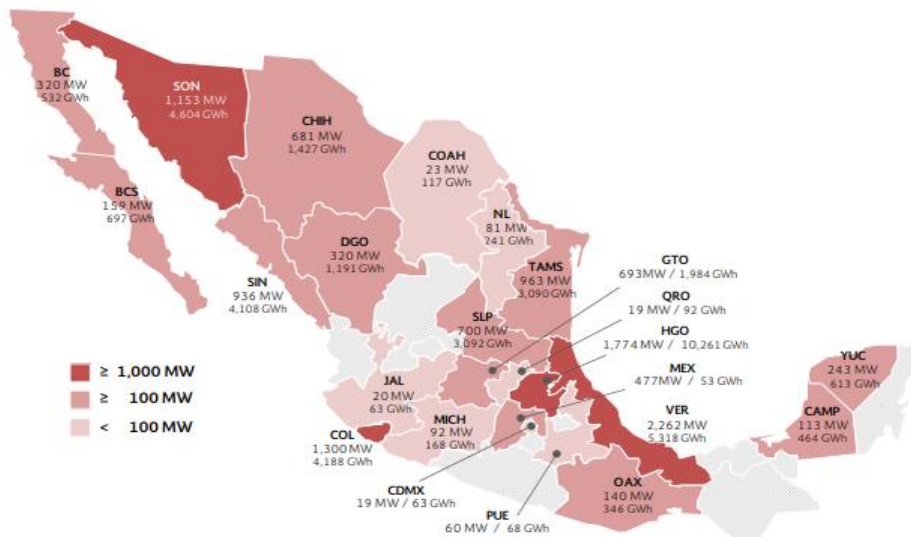
instaladas bajo el régimen de la LSPEE con capital privado de México y EUA. En atención al tema mesoamericano, resalta el conjunto formado por la central de Turbogás de Xul – Ha conectada con el sistema de Belice. En total estas plantas suman 2,889 MW de las 3,192.07 MW de potencia en la Península, donde lo restante se conforma por centrales menores a 50 MW. (PRODESEN, 2018–2032, pp. 142-156 y Tabla 6).

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA	MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA	PROPIETARIO	SEDE CENTRAL
Felipe Carrillo Puerto	295 MW	Generación en el MEM (Termoeléctrica y Ciclo Combinado).	CFE	MÉXICO
Mérida II	198 MW	Generación en el MEM (Termoeléctrica y Turbogás)	CFE	MÉXICO
Nizuc	88 MW	Generación en el MEM (Turbogás)	CFE	MÉXICO
Cancún	102 MW	Generación en el MEM (Turbogás)	CFE	MÉXICO
Chankanaab	53 MW	Generación en el MEM (Turbogás)	CFE	MÉXICO
XUL - HA	72 MW	Generación en el MEM (turbogás)	CFE	MÉXICO
Conjunto de centrales de Turbogás	457 MW	Abastecimiento propio	PEMEX	MÉXICO
Valladolid III	525 MW	PIE (Ciclo combinado con gas natural)	ARENDAL	MÉXICO
Mérida III	484 MW	PIE (Ciclo combinado con gas natural)	AES	EUA
Campeche	252 MW	PIE (Ciclo combinado con gas natural)	INTERGEN	EUA
CANTARELL	363 MW	Suministro a PEMEX (cogeneración con nitrógeno)	LINDE GROUP	IRLANDA

Tabla 6. Capacidad efectiva de las principales centrales térmicas en la Península de Yucatán, a diciembre de 2018. Elaboración propia sobre la base de PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033 (p. 30), y del PRODESEN, 2018–2032, (pp. 142-156)

El rendimiento de estas centrales varía según el tipo de tecnología. En 2017, las termoeléctricas convencionales generaron cerca de 1,077 GWh con una potencia instalada de 356 MW, lo que equivale a un factor de carga del 34.53%, mínimamente superior al 33% promedio calculado por el PRODESEN, 2018–2032, (pp. 141-150). En el caso de las plantas de turbogás, se registró en ese año una generación de 2,800 GWh sobre una potencia instalada de 1,239 MW, lo que refleja un 25.79% de su factor de carga, también superior al 23% promedio. En el caso de las de ciclo combinado, las de mayor capacidad instalada en la península, generaron en 2017 alrededor de 4, 317 GWh

sobre 1, 496 MW, de manera que representa sólo un 33% de factor de carga, en este caso, inferior al 56% promedio (Mapa 7).



Mapa 7. Capacidad (MW) y Generación (GWh) en termoeléctricas convencionales (arriba), Turbogás (en medio) y de ciclo combinado (abajo), 2017. Edición propia sobre la base de Mapas 2.2.4, 2.2.5 y 2.2.7 de PRODESEN, 2018 – 2032, pp. 142, 144 y 147.

En contraste al uso preeminente de los hidrocarburos para la generación en la Península, los compromisos asumidos por México para la transición energética le permiten diseñar programas para el retiro de centrales emisoras de GEI. De acuerdo al último Programa Indicativo elaborado por la administración pasada, (PRODESEN, 2018–2032, pp. 77, 241, 244 y 245), se había contemplado el retiro de centrales de turbogás en la Península que suman un total de 390 MW, de los cuales 40 MW corresponderían al retiro de potencia de la central fronteriza de Xul – Ha. La administración pasada también contempló el retiro de 358 MW de potencia en centrales termoeléctricas convencionales en plantas ubicadas en los municipios de Campeche, Mérida y Valladolid. En cambio, con base en lo señalado en el nuevo PIIRCE del PRODESEN 2019–2033 (p. 45), se deduce que la administración actual considera que el retiro de estos 748 MW implicaría un agravante más al problema del suministro peninsular, razón por la que niega la posibilidad de retirar estas plantas, a pesar de sus emisiones de GEI.

De hecho, el Presidente López Obrador anunció durante su gira en la Entidad de Yucatán, en junio de 2019, la construcción de una nueva planta de Ciclo Combinado de CFE en los terrenos designados de la central Mérida II, con una capacidad de 529 MW para 2021, con una posible ampliación a 1000 MW para 2022 y que se denominará Mérida IV (Balam L., 2019, 15 de julio, Nueva planta de generación de energía eléctrica estará en Mérida, *La Jornada Maya*), equivalente a un presupuesto inicial estimado en \$ 718.63 MD (Programas y Proyectos de Inversión del PEF 2019, p. 32)⁸¹.

Independientemente de la política del actual gobierno para mantener centrales emisoras de GEI, la promoción de la apertura y transición energética mediante la reforma de 2013 han impulsado la planeación y operación de generadoras privadas eólicas y fotovoltaica en la Península. Sin embargo, algunas de estas plantas también han sido suspendidas debido a las protestas de las comunidades locales. Gracias a estos grupos, con el apoyo de especialistas en el tema, ha sido posible seguir el desarrollo de los

81.- Aunque este proyecto fue confirmado por directivos de la CFE (Conferencia matutina en Palacio Nacional, 9 de diciembre de 2019), por el momento, no se encuentra incluida entre las nuevas plantas previstas en el PRODESEN 2019 – 2033.

proyectos energéticos en la Península como el visualizador referido en el Mapa 10⁸² y el estatus de proyectos eólicos y solares promovidos por la reforma a mayo de 2019, cuyos datos sirvieron en la creación de las Tablas 7 y 8 (Sánchez, et al., 2019, pp. 4 y 5).

Respecto a las centrales eólicas, las únicas plantas a gran escala que se encuentran en operación son los Parques Tizimín y Progreso, aprobados en la subasta de 2015 para el suministro básico, y Dzilam para participación en el MEM. De la primera subasta realizada en 2015, quedan pendientes para su funcionamiento los parques Chacabal I, II, al igual que Kabil y Chicxulub autorizados para participar en el MEM. El proyecto de Sinanché I y II, fue suspendido por resolución de la SCJN ante el juicio de amparo promovido por el ejido local al reclamar la falta de manifestación de impacto ambiental. Quedan pendiente la aprobación de los MIA de 8 proyectos de capital español y que en su conjunto equivalen cerca de 1000 MW de potencia, aunque aún no se contemplan en el PIIRCE / PRODESEN 2019 – 2033, (pp. 47 a 51). Por otro lado, se aprecian cuatro proyectos rechazados por imprecisiones en los MIA de empresas mexicanas que sumarían 696 MW. Se estima que la inversión total para el desarrollo de estos parques eólicos en la Península equivale a más de \$ 2,000 MD⁸³.

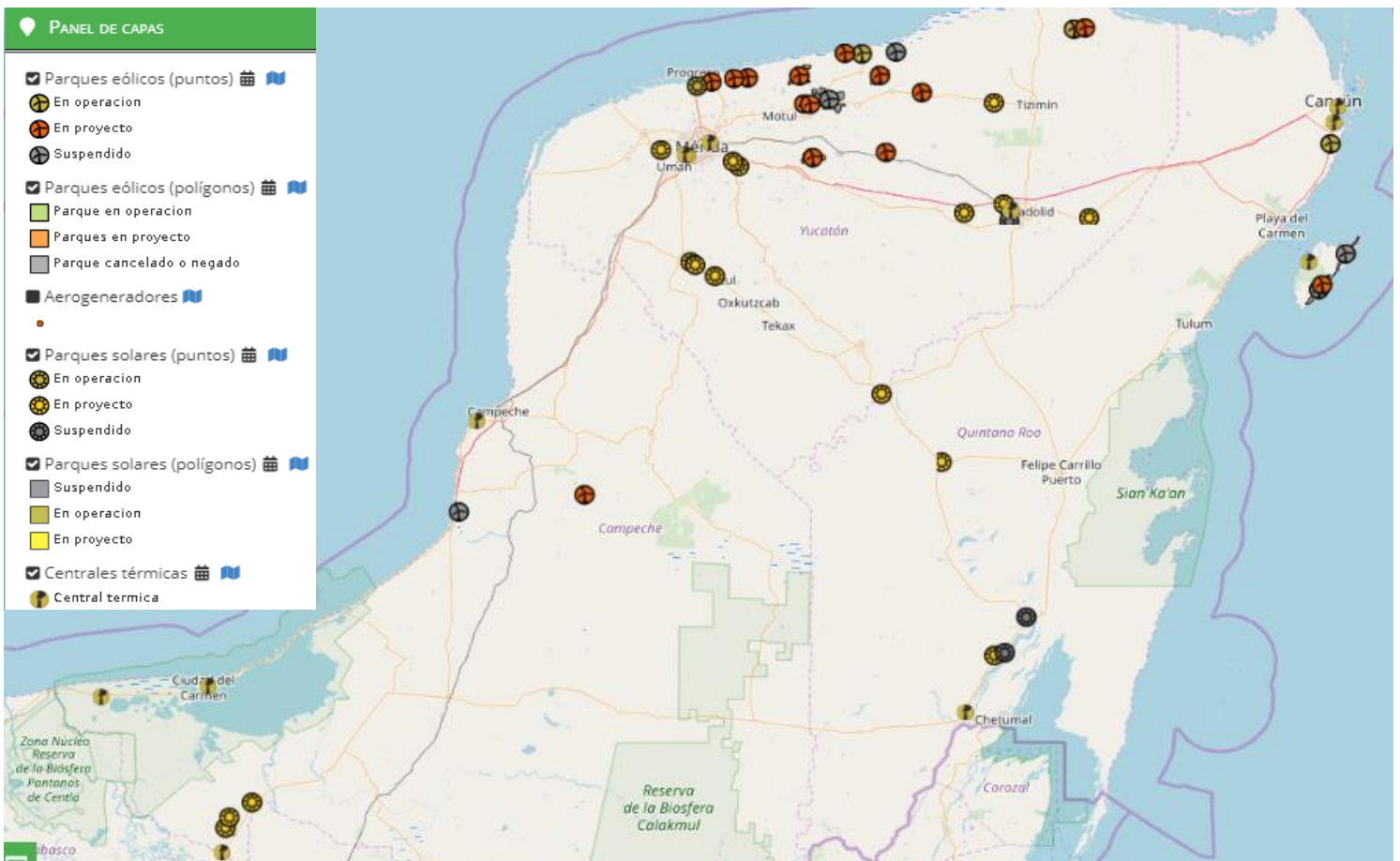
Respecto a la energía solar, operan actualmente la central Kambul – Justicia Social⁸⁴ de capital español y San Ignacio de capital chino como autorizadas en la primera subasta de 2015 para el suministro básico (Tabla 8). Esta última empresa tenía prevista la instalación de la planta de Yucatán Solar también en la primera subasta, hasta que fue suspendida de manera definitiva en abril de 2019 mientras se resolviera el amparo promovido por posibles comunidades afectadas. De manera similar, quedan pendientes las plantas Ticul I y Ticul II de capital estadounidense. Sobre los proyectos

82.- El Geovisualizador elaborado por Geocomunes en colaboración con el Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible, A. C. se encuentra disponible en el siguiente enlace: <http://geocomunes.org/Visualizadores/PeninsulaYucatan/>

83.- Dicha información puede consultarse en las siguientes fuentes hemerográficas: “Se inauguró el Parque eólico Progreso, en Yucatán” (2020, 11 de agosto) *Energía a debate*; “Ordenan suspender parque eólico en comunidad maya de Sinanché”, 2020 7 de mayo, *Noticaribe*; Martínez V., 2018, 18 de octubre, Llevan a cabo consulta pública del Parque Eólico en Chicxulub. *Por esto!*; Vázquez J., 2018, 25 de abril, Alistan nuevo parque eólico para Yucatán, *El economista*; Moguel Y., 2018, 7 de enero, Yucatán invertirá 550 mdd en tres parques eólicos, *El financiero*; En 2021 operarán 18 parques eólicos en Yucatán, 2017, 25 de septiembre, *Observatorio de Inteligencia del sector energético*; Vázquez J., 2016, 18 de julio, En consulta pública, nuevo parque eólico en Yucatán, *El economista*; y Motul y Ticul <acaparan> parques eólicos y solares en Yucatán, 2016, 31 de marzo, *Maya Politikon*. Las cantidades señaladas en estas fuentes varían entre sí, razón por la que el monto final de inversión es producto de cálculos propios.

84.- La información sobre este proyecto puede consultarse en el Inventario Nacional de Energías Limpias se encuentra disponible en el siguiente enlace: [https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?pro=586%20CENACE:%201a%20Subasta%20EI%C3%A9ctrica%20de%20Largo%20Plazo%20\(SLP-01/2015\)%20Kambul](https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?pro=586%20CENACE:%201a%20Subasta%20EI%C3%A9ctrica%20de%20Largo%20Plazo%20(SLP-01/2015)%20Kambul)

aprobados al margen de las subastas está la Pimienta Solar y K'iin de capital mexicano; y, de capital español, La Esperanza – Tequila, Santa Lucía e Iscali Solar de capital español. Quedan pendientes otros proyectos mexicanos no contemplados en el PIIRCE/PRODESEN 2019 – 2033, (pp. 47 a 51) que suman 564 MW. Por otro lado, se aprecia la falta de permisos de MIA en 4 centrales mexicanas, hubieran sumado 259 MW.



Mapa 10. Estatus de centrales térmicas, eólicas y solares en la Península de Yucatán (2018). Edición propia sobre la base del visualizador dinámico disponible en el portal electrónico del Colectivo Geocomunes, 2018.

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA	MODALIDAD	PROPIETARIO	SEDE CENTRAL	STATUS
PARQUE EÓLICO TIZIMÍN	86 MW	Subasta de 2015	AvantEnergy	México	En operación desde agosto de 2018.
PROGRESO	90 MW	Subasta de 2015	Vive Energía (México) y EnvisiónEnergy (China).	México y China	En operación desde agosto de 2020
Chacabal I y II	60 MW	Subasta de 2015	Aldesa Energías Renovables	España	Autorizado
DZILAM	70 MW	Generación en el MEM	Vive Energía (México) y EnvisiónEnergy (China)	México y China	En operación desde mayo de 2018.

Parque Kabil	68 MW	Generación en el MEM	Aldesa Energías Renovables	España	Autorizado
Chicxulub	71 MW	Generación en el MEM	Eólicas del Mayab	España	Autorizado
Sinanché I y II	151 MW	Generación en el MEM	Fuerza y Energía Limpia de Yucatán (España) y Fuerza y Energía Limpia de Kukulcán (México)	España y México	Suspendido por Amparo resuelto por la SCJN.
Chicxulub II, TIZIMIN II, TEMAX, Tunkas, PICH, Kimbilá y otros.	1000 MW (Aproximadamente)	Generación en el MEM	ElawanWind, ELECNOR, GESAN, IBERIA, Fuerza y Energía Limpia de Yucatán y DESARROLLO PICH.	España	Sin MIA
Champotón, Cansahcab, La Península y Cozumel.	696 MW	Generación en el MEM	Vive Energía, BHCE Yucatán, Grupo Marhnos y MexicoPowerGroup.	México	Permisos rechazados

Tabla 7. Estatus de parques eólicos en la Península de Yucatán. Elaboración propia a partir de Sánchez, et al., 2019, p. 4.

NOMBRE DE LA CENTRAL	POTENCIA	MODALIDAD	PROPIETARIO	SEDE CENTRAL	STATUS
Kambul - Justicia Social	30 MW	Subasta de 2015	Alter Enersun	España	En operaciones desde noviembre de 2019
San Ignacio	22 MW	Subasta de 2015	Jinko Solar	China	En operaciones desde junio de 2019.
Yucatán Solar (Concunul)	70 MW	Subasta de 2015	Jinko Solar	China	Suspendido por Amparo pendiente de resolución.
Ticul I	189 a 207 MW	Subasta de 2015	Sunpower	EUA	En desarrollo
Ticul II	94 a 104 MW	Subasta de 2015	Sunpower	EUA	En desarrollo
Pimienta Solar	300 MW	Generación en el MEM	Pimienta Solar	México	En desarrollo
K'iin	20-30 MW	Generación en el MEM	K'iin	México	En desarrollo
La Esperanza - Tequila solar	300 MW	Generación en el MEM	Energía Aljaval	España	En desarrollo
Santa Lucía	198 MW	Generación en el MEM	Recursos Solares PV de México V S.A. de C.V	España	En desarrollo
Iscali Solar	240 MW	Generación en el MEM	Cox Energy	España	En desarrollo
Uayma, San Felipe, Polyuc, San Francisco, Telchac y sucilá	564 MW	Generación en el MEM	Uayma Solar, EneraEnergy, Eje Verde Fotovoltaico Sustentable, Solarvento Energía, Telchac y Basol de San Francisco.	México.	En desarrollo y no incluidos en el PIIRCE/PRODESEN 2019 - 2033
Oxcum - Umán, San Juan, El Ramonal, Lázaro Cárdenas	259 MW	Generación en el MEM	Suman, Basol San Pedro, NextEnergy y Riviera Maya Fotovoltaica	México.	MIA rechazados

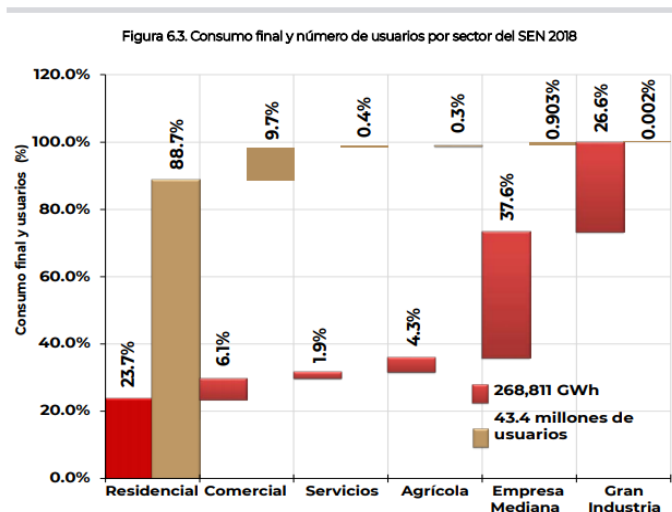
Tabla 8. Estatus de parques solares en la Península de Yucatán. Elaboración propia a partir de Sánchez, et al., 2019, p. 5.

A partir de la información consultada en diversas fuentes hemerográficas, se estima que la inversión total para el desarrollo de estos parques solares en la Península equivale a más de \$ 1,000 MD⁸⁵.

3.2.3.- Demanda de electricidad

Una vez abordado la potencia instalada en las zonas de estudio y su generación real, a continuación se exponen datos relacionados al consumo y la demanda de electricidad. Este tema servirá de referencia para exponer, más adelante, el funcionamiento y problemática entorno a las redes de transmisión y distribución regional.

En 2018 se registró dentro del país alrededor de 129.5 millones de habitantes (PAMRGD de CFE, 2019 -2033, p. 99) que a su vez representan 43.4 millones de usuarios del servicio eléctrico y que al restar el 15.5% del consumo bruto por suministro de último recursos, de importación, o pérdidas técnicas y no técnicas, el consumo final para el suministro básico, calificado y de autoabastecimiento remoto fue de 268,811 GWh. Como es de observar en la gráfica 10, los sectores industriales y empresariales son los que concentran mucho mayor nivel de consumo, a pesar de tener una participación menor en número de usuarios.



85.- Dicha información puede consultarse en las siguientes fuentes hemerográficas: Sánchez D., 2018, 9 de noviembre, APRUEBAN "FAST TRACK" MEGAPROYECTO ELÉCTRICO LA PIMIENTA, *Página 66*; Primer parque solar, 2019, 8 de junio, *Diario de Yucatán*; Sánchez D., 2019, 12 de julio, Van por 3er. megaproyecto solar aledaño a "Laguna de Términos", *Página 66*; y Sánchez D., 2019, 21 de octubre, TRANSNACIONAL VA POR CUARTO MEGAPROYECTO ELÉCTRICO SOLAR, *Página 66*. Las cantidades señaladas en estas fuentes varían entre sí, razón por la que el monto final de inversión es producto de cálculos propios.

Gráfica 10. Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2018. Sobre la base de la figura 6.3. del PAMRNRGDMEM / PRODESEN 2019 – 2033, pp. 65 - 67

A pesar de la apertura promovida por la reforma de 2013, la subsidiaria de CFE Suministro Básico es quien retiene a casi todos los usuarios. De acuerdo al Reporte Anual de CFE de 2018⁸⁶, la EPE vendió al cierre del año 218,083.2 GWh repartidos entre 43.36 millones de usuarios, igual al 81.12% del consumo final a más del 99% del número total de usuarios. Los ingresos obtenidos por CFE Suministrador Básico en 2018 tuvieron un valor total de \$ 19,878.73 MD, de los cuales el sector industrial representó el 64.4%, el doméstico el 17.12%, el comercial el 13.1%, el de servicio el 3.9% y el agrícola 1.68%. En este caso los ingresos percibidos en el área Peninsular representaron el 5.3%, mientras que en el área del sureste, en este caso conformada solamente por Oaxaca Chiapas y Tabasco, correspondió a un 3.8% (CFE, 2018, pp. 35, 64, 65, 80, 81, 98 y 99).

Con base en datos del trabajo Prospectiva del Sector, 2018 – 2032 (SENER, 2018b, pp. 35-43) y del PRODESEN, 2018 – 2032 (pp. 177–181), se afirma que las dos regiones de control a las que pertenecen las zonas de estudio, observables en el Mapa 11 y la Tabla 9, han representado en su conjunto cerca del 20 % del consumo nacional⁸⁷.



Mapa 11. Regiones del sistema eléctrico nacional. Sobre la base de la figura 4.1, en PAMRNRGDMEM/ PRODESEN 2019 – 2033, p. 16.

86.- Hasta la fecha no es posible encontrar el Reporte Anual de 2019 de CFE

87.- En caso de no contar con datos respecto al 2018, se tomarán como referencia los disponibles para el 2017, de acuerdo a los PRODESEN publicados anualmente. Como no se encontró en el PRODESEN 2019 – 2033 información sobre el número de usuarios y consumo final por región de control, razón por la cual se toma como referencia el PRODESEN 2018 – 2032. Tampoco se encontró en ninguna edición del PRODESEN el número de usuarios y consumo final por Entidad Federativa. Para subsanar la omisión de estos datos, se toma como referencia el número de usuarios del servicio básico que proporciona CFE, MWh que dicha empresa vendió por Entidad Federativa y el monto de ingresos obtenidos por el tipo de servicio al cierre 2018, de acuerdo a su Reporte Anual de 2018 (pp. 32, 64, 65, 80, 81 y 98).

REGIÓN DE CONTROL EN EL SEN	ENTIDADES CONFORMANTES	NÚMERO DE USUARIOS	CONSUMO BRUTO	CONSUMO FINAL
Peninsular	Yucatán, Quintana Roo y casi el total de Campeche	4.32%	4.03% (4.08% en 2018)	4.27%
Oriental	Restante de Campeche, Oaxaca, Chiapas, Guerrero, Puebla, Veracruz y Tabasco	25.48%	15.68% (15.8% en 2018)	15.31%

Tabla 9. Participación porcentual de las regiones de control Peninsular y Oriental en el consumo de electricidad en 2017.

La cuestión que no queda clara entonces es la ubicación por entidad federativa del 18.88% restante del consumo final repartido por menos del 1% conformado por los grandes consumidores y usuarios del MEM aunque en esta tesis se considera que la participación de las tres zonas en ese consumo no es sustancial. En atención a que la región de control oriental incluye la totalidad o parte de otras entidades que no son objeto de estudio, se hace referencia al número de usuarios y MWh vendidos por la CFE Suministrador Básico por entidad federativa como los más cercanos al consumo real en las zonas de estudio por los siguientes motivos:

En primer lugar, la EPE es la única suministradora de servicios con una demanda menor a 1 MW en operación, a pesar de la existencia de 3 empresas autorizadas que aún no pueden operar por falta de reglamentación para su incorporación al mercado⁸⁸.

En segundo, con base en datos del PRODESEN, 2018– 2032 (p. 179) y del Reporte Anual de CFE de 2017 (pp. 52,75 y 98), de los 258,971Gwh de consumo final en 2017, el 83.14% fue vendido por CFE bajo la modalidad de Suministro Básico. El resto se dividió en un 14.32% el autoabastecimiento regido por la anterior LSPEE y cuyo 1.81% de su totalidad fue dirigido a la región peninsular, mientras que el 14.88% a la región oriental, la cual incluye otras entidades además de Chiapas, Oaxaca o Campeche. Es así que en el consumo final se observa un 2.53% que no se defina el origen pero que probablemente pertenezca total o parcialmente al suministro calificado avalado por el MEM.

88.- Estas tres empresas se conforman por la francesa BH - EnergySupply, la mexicana Enlace y Representación Gubernamental T&M; y Suministro Básico del Centro SUBACE, creada por el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) y Cooperativa de la empresa estatal LFC. Sirve de referencia las fuentes periodísticas: Arzate E., 2019, 11 de noviembre; En el limbo suministradores de servicios básicos de energía, *Forbes México*; y Arias A., 2018, 8 de agosto, CFE ya tiene competencia, *El Heraldo de México*.

Cabe mencionar que la filial CFE Suministro Calificados es una de las competidoras del nuevo MEM que para el 2018 contaba con 37 contratos con clientes por 512 MW de potencia, ubicados en 10 entidades federativas fuera de la región de estudio, el norte, centro y occidente, lugares donde se encuentran la mayor parte de las industrias (CFE, Reporte Anual de CFE, 2018, p. 65). Para el cierre de 2019, el CENACE contaba con el registro de 43 suministradores calificados que buscan competir con la filial de CFE por el servicio a 340 usuarios registrados con una demanda mayor de 1 MW y en el que se tiene pendiente el trámite de otros 53 solicitantes⁸⁹.

Hecha la observación anterior, el porcentaje del número de usuarios del servicio básico en las Entidades que conforman las zonas de Estudio suman un 11.43% y un 7.3% respecto a la ventas totales de CFE. Como se aprecia en el Tabla 10, sólo Quintana Roo es la única Entidad cuyo porcentaje de ventas es más alto que el porcentaje que representa en número de usuarios, cuestión atribuible a mayores niveles de consumo por su potencial turístico, especialmente en periodos de demanda máxima.

ENTIDAD FEDERATIVA	PORCENTAJE DEL NÚMERO DE USUARIOS	PORCENTAJE DE VENTAS
Chiapas	3.61%	1.42%
Oaxaca	3.44%	1.25%
Campeche	0.75%	0.6%
Quintana Roo	1.68%	2.29%
Yucatán	1.95%	1.74%
Total regional	11.43%	7.3%

Tabla 10. Participación de Entidad Federativa de la región de estudio en el Servicio Básico de CFE. Elaboración propia sobre la base del Reporte anual de CFE de 2018 (pp. 64 y 65).

Las Entidades de la Península de Yucatán conformaron la segunda región de mayor tasa de crecimiento anual en el sistema interconectado de 2007 a 2017, con un 4.1%, misma que supera el 2.6% de tasa media nacional y sólo por debajo del sistema aislado de Baja California Sur, consistente en un 4.3%. La región a la que pertenecen

89.- Dicha cantidad puede confirmarse en el Registro de Usuarios Calificados, disponible en el sitio <https://www.gob.mx/cre/documentos/solicitudes-de-incipcion-al-registro-de-usuarios-calificadoscon> información actualizada al 10 de diciembre de 2019. Para acceder a la sección digital de consulta del listado de potenciales Usuarios Calificados y Usuarios Calificados, con el fin de saber su ubicación por entidad federativa, es necesario contar con una cuenta de suministrador de servicios calificados y contraseña provista por la CRE. El Listado de suministradores de servicios calificados puede consultarse en el siguiente enlace <http://usuariocalificado.cre.gob.mx/UsuarioCalificado/ListadoSuministrador>

Oaxaca, Chiapas y parte de Campeche tuvo en cambio una tasa inferior del 2.4% de crecimiento en el consumo bruto (PRODESEN, 2018–2032, pp. 51-53).

En contraste, de acuerdo al factor de Balance por entidad representado en el Mapa 12, se observa que el estado de Quintana Roo es el segundo con mayor déficit energético del país, con menos 0.97, dos centésimas debajo de Aguascalientes, entidad ubicada al norte – centro del país. Lo anterior se debe a que la entidad no cuenta con centrales de alta potencia mientras que representa una zona de alta concentración de la demanda por el turismo, razón por la que su consumo depende de la transmisión desde Estados vecinos con un balance positivo como Yucatán, Campeche, Oaxaca y Chiapas (PRODESEN, 2018 – 2032, p. 25).



Nota: Se determinó un Factor de Balance (FB) para cada entidad federativa, equivalente al valor del cociente, en el cual el numerador es la diferencia entre la generación de electricidad menos las ventas de energía eléctrica, y el denominador son las ventas de energía eléctrica.¹⁷ 25% de las entidades con menor FB (si es superavitaria) y mayor FB (si es deficitaria). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, el CENACE y la CRE.

Mapa 12. Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2017. Sobre la base del Mapa 2.2.3, en PRODESEN, 2018 – 2032, p. 25.

3.2.4.- Transmisión de electricidad

Es durante la demanda máxima el momento en el que se evidencian los problemas de saturación y falta de suministro durante la transferencia de energía a la Península. Entre las 16:00 y 17:00 del 6 de junio de 2018, fue la hora de mayor demanda en el sistema interconectado por la mayoría de las regiones del país con un valor integrado de

45,167 MW/h, 4.3% mayor al consumido el día tope de 2017, 23 de junio. De la totalidad de dicha demanda, la Región peninsular requirió 2,061 MWh y tuvo un crecimiento anual del 5.4%, porcentaje que empata con la región occidental como las de mayor crecimiento en el sistema interconectado. Por su parte, en la región oriental se requirieron 7,594 MW/h y se tuvo un crecimiento del 4%, por lo que empata con la región del noreste como las segundas de mayor crecimiento anual de la demanda máxima, aunque podría atribuirse a otras entidades además de Oaxaca o Chiapas (PRODESEN, 2018 – 2032, p. 51 y PAMRNRGDMEM / PRODESEN 2019 – 2033, pp. 56, 57, 67 y 68).

Como se observa en el Mapa 13, se muestra la transferencia de potencia realizada el 6 de junio de 2018, a las 16:23 horas, en las centrales eléctricas del Sureste. Estas inyectaron energía, por un lado, a la Península de Yucatán con una transferencia de potencia real de 1,142 MW dentro de un límite operativo de 1,500 MW, entre las que se distinguen las hidroeléctricas de Chiapas. Por otro lado, se inyectó energía al centro del país, donde destacan las eólicas de Oaxaca, con un límite operativo de 3,000 MW de transferencia de potencia y una transferencia real de 2,153 MW. En el corredor que atraviesan de Chiapas a la Península se puso en riesgo el límite operativo en la capacidad de transmisión debido a los problemas mencionados sobre las altas demandas en verano, la falta de suministro de gas natural y de mantenimiento de las líneas. Especialmente en la rivera maya, la demanda máxima llegó a 864 MW de los 825 MW límite de transmisión. (PAMRNRGDMEM/PRODESEN, 2019–2033, pp. 57-59, 90, 170 y 171).



Mapa 13. Transferencias de potencia en las líneas de la RNT y las RGD, el 6 de junio de 2018, 16:23 horas, regiones Centro, Oriente y Peninsular de México (MW) y saturación en la línea del Río Grijalva a la Rivera Maya (Círculos amarillos). Edición propia sobre la base de PAMRNTRGDMEM, PRODESEN 2019 – 2033, pp. 57 y 59.

Es por ello que la actual administración ha decidido priorizar el suministro en el sureste y cancelar la licitación de CFE de la línea corriente directa de 500 kv, 3000 MW que parte de Ixtepec, a unos 15 km al noroeste de Juchitán, en el Istmo de Tehuantepec, a Yautepec, Morelos, a unos 60 km al sur de la Ciudad de México. Complementariamente, el actual gobierno ha optado por retomar algunos proyectos pendientes de ampliación de la red en la región pero autorizados en los PRODESEN publicados desde 2015.

Por otra parte, la mayoría del sector privado considera que el Estado debería ser capaz de incluir a la red a nuevos generadores. De acuerdo a la entrevista realizada al Mtro. López Velarde y con apoyo de un artículo publicado en 2018, considera que, por ejemplo, en el caso de los apagones de finales de 2020 y principios de 2021, estos no fueron causados por los nuevos generadores privados, sino por problemas técnicos del CENACE. El Sistema Eléctrico Nacional está blindado con el Código de Red como el mecanismo cuyas disposiciones técnicas basadas en parámetros internacionales buscan asegurar la fluidez del sistema al momento de inyección, transmisión y retiro de energías dentro de las redes del sistema, de acuerdo a las reglas de oferta, demanda, origen y destino de la energía, dada las dificultades que presenta a gran escala su almacenamiento. Dichas medidas estima que el primero en incumplir es el gobierno. Entre abril y mayo de 2020 el gobierno declaró que por los problemas de la contingencia del COVID se cambiaban las reglas de interconexión, de manera que la energía generada por centrales de CFE tendrían prevalencia en el tránsito por las redes. Esta postura contravenía las leyes establecidas para la regulación del sector eléctrico y la competencia económica, por lo que lograron suspender mediante amparos esta política. Considera también que el gobierno no ha impulsado la inversión para el mejoramiento de sus redes, lo cual se observa en la cancelación de la red de Oaxaca y Ciudad de México, una de las más importantes en la historia de las redes de transmisión de México.

En opinión del Mtro. López Velarde, el gobierno pretende excluir a nuevos competidores que no sean CFE hasta que asegure los problemas en las redes en las que invierte lo mínimo y donde también se observa la ausencia de licitaciones o adjudicaciones directas. En ese sentido, prefiere invertir en sus centrales generadoras y en otros mega proyectos como el tren maya, la refinería de Dos Bocas o el tren

transmísico. Dicha medida de exclusión incumple la obligación establecida por la LIE de asegurar, con apoyo del Código en red, la interconexión no indebidamente discriminada a la RNT y RGD. El Gobierno intentó justificar que el desbalance del sistema se atribuyó a los nuevos generadores limpios, cuando en realidad el debería garantizar que se suba la energía a las redes. Es una realidad que se debe trabajar en su fortalecimiento en la transmisión y distribución como actividad estratégica establecida por la ley. Pero si el gobierno quiere prevalencia de CFE en la generación y suministro, tendría que seguirse el proceso a la reforma de la CPEUM que implica la aprobación más de dos terceras partes de las legislaturas locales. Una reforma en ese tono ya ha generado fricciones con el nuevo gobierno de EUA. Además, CFE es el primero en no cumplir con el Código de Red, el cual entró en vigor en abril de 2019 respecto a la aplicación de multas, por lo que se ha hecho de multas cercanas al 10% de sus ingresos brutos, como en 2020.

Por su parte, el Dr. Tovar Hernández opina que la baja demanda de energía provocada por el COVID le otorgó tiempo a CFE para resolver problemas de sus centrales eléctricas. Sin embargo, podrá enfrentar problemas conforme suba la demanda y el déficit en capacidad de generación y transmisión. Ni el Gobierno predecesor impulsor del MEM, ni el gobierno actual han promovido inversiones destacables en el sector de transmisión, de manera que debería aprovechar los ingresos que recibe por la tarifa fijada por la CRE para evitar saturaciones como en la Península de Yucatán y el subsecuente aumento en el precio por el servicio. De hecho, en opinión de los Dres. Tovar Hernández y Ventura, las alzas en el costo se suelen deberse más a la saturación en la red que por los costos marginales locales fijados por insumos con un alto grado de emisión de GEI.

Al respecto, de acuerdo al PRODESEN 2019 – 2033, el principal proyecto en el sureste consiste en el reforzamiento de la línea de Transmisión que parte del Río Grijalva a la Rivera Maya hasta por un 80% de su capacidad actual a 2026, en la que se contemplan alternativas de corriente directa o alterna que requieren una inversión aproximada de \$ 100 MD. Este proyecto permitiría atender la alta tasa de crecimiento del consumo y demanda máxima, además de disminuir el uso de centrales de diésel y combustóleo a través de las hidroeléctricas de Chiapas y las eólicas del Istmo de Tehuantepec. Otro proyecto de menor potencia es el de la línea de Angostura a Tapachula en 400 Kv para finales de 2023, cerca de la frontera con Guatemala⁹⁰.

90.-PAMRNTRGD/PRODESEN, 2019–2033 (pp. 84, 86, 90, 97, 101 – 103, 124, 148, 153, 167-171, 227 – 250, 416, 417, 508, 509, 513, 525, 527, 528, 553-555, 559 y 569 a 571).

3.2.5.- Generación distribuida como alternativa

De manera paralela al reforzamiento de las líneas de transmisión, el actual gobierno ha decidido suspender la cuarta subasta a largo plazo para el servicio básico en los términos en los que se había desarrollado en el 2015, 2016 y 2017. El motivo de esta decisión administrativa es esperar a que concluya la construcción e inicie la operación de proyectos autorizados en dichas subastas, los cuales han quedado pendientes en su mayoría por protestas en torno al impacto ambiental, como las nuevas plantas eólicas de Oaxaca y las demás plantas eólicas y solares en la Península (Loredo D., 2019, 31 de octubre, Avanzan proyectos renovables de subastas en México. *Energy21*).

En tanto que tal decisión encontró disidencia del sector privado, la SENER anunció la posible reintroducción de subastas pero enfocadas a regiones prioritarias. Con ello, se busca reducir la saturación mediante tecnologías como la generación distribuida y así prescindir de la extensión de las líneas de alta tensión. Es por ello que ONG como “Plataforma México, Clima y Energía” ha propuesto la instalación en 3 años de 300 MW de potencia solar, 180 MW eólica y de 300 MW en sistemas de batería para la Península, misma que considera un 60% menor del costo económico, social y ambiental que una nueva línea. (Plataforma México, Clima y Energía (PMCE) demanda mayor fomento de energías renovables, 2019, 19 de septiembre, *Energía Limpia XXI*)⁹¹.

Al contemplar datos de la Tabla 11 se observa que el conjunto de las dos regiones representó en 2018 bajo este esquema un 13.76 % en potencia y 15.62 % en número de generadores en todo el país. A su vez, la difusión de este tipo de tecnología se exhibe en una fase incipiente si se considera que la Generación Distribuida sólo representa cerca de un 0.2 % de potencia instalada y el 0.06 % de usuarios a nivel nacional. Además, se observa un decrecimiento general en su participación a nivel nacional frente al 2017, así como en la participación de la región⁹².

No obstante, el Mtro. López Velarde expresó durante su entrevista que uno de los mayores éxitos de la reforma eléctrica es la promoción de la Generación Distribuida en todo el país, más allá de la mala administración del gobierno federal y su política nacionalista que también desincentiva esta tecnología. Considera que esta tecnología es

91.- Estas propuestas se mencionan en las fuentes hemerográficas citadas en las páginas 61 y 62 de esta tesis.

92.- Para un mayor entendimiento técnico de las oportunidades y retos que ofrece la generación distribuida, es posible consultar el trabajo publicado por Grande e Islas (2018, pp. 255-284).

el futuro del sector ya que implica consumir la energía justo en el lugar de su explotación, sin necesidad de centrales muy grandes o enviarla a grandes distancias a través de la red, como es el caso de Europa. En ese sentido, se han firmado decenas de miles de contratos de este tipo en todo el país.

REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA 2017	CAPACIDAD INSTALADA 2018	NÚMERO DE GENERADORES DE 2017	NÚMERO DE GENERADORES DE 2018
REGIÓN PENINSULAR	10.3 MW	8 MW	2,037	1,541
REGIÓN ORIENTAL	14.5 MW	11.4 MW	2,533	2,269
TOTAL NACIONAL	167.7 MW	140.9 MW	26,066	24,377

Tabla 11. Participación por Entidad Federativa en la Tecnología fotovoltaica por generación distribuida. . Elaboración propia sobre la basedel PRODESEN, 2019–2033, p. 37

3.2.6.- Pérdidas en la distribución de electricidad.

Otro problema observable en el sector nacional es el de las pérdidas técnicas y no técnicas en las RGD. Las primeras se refieren a aquella energía desperdiciada a causa de las propiedades de los conductores en la transmisión, transformación y distribución, mientras que las segundas a la pérdida por uso ilícito y errores de medición o facturación. Es de mencionar que las dos regiones en su conjunto representaron en 2018 casi el 23% de pérdidas nacionales (Tabla 12), en donde la División del Sureste, comprendida por Chiapas, Oaxaca y Tabasco, tuvo la aportación de pérdidas técnicas más alta del país.

UBICACIÓN	TÉCNICA	NO TÉCNICA	TOTAL
México (% de la energía bruta generada en todo el país)	13,835 GWh (5.92%)	17,621 GWh (7.54%)	31,455 GWh (13.45%)
Peninsular, conformada por Yucatán, Campeche y Quina Roo (% de su aportación a las pérdidas totales)	4.93%	3.26%	8.19%
Sureste, conformada por Chiapas, Oaxaca y Tabasco (% de su aportación a las pérdidas totales).	9.60%	5.16 %	14.76%

Tabla 12. Relación de pérdidas técnicas y no técnicas de energía a nivel nacional y regional de 2018. Elaboración propia sobre la base de (PRODESEN, 2018–2032, p. 57 y 180; PAMRGDNCMEM/PRODESEN, 2019–2033, pp. 111 y 112; y PAMRGD de CFE, 2019-2033, pp. 31 - 33 y 36).

Desde sexenios anteriores, se plantearon diferentes estrategias para reducir el consumo irregular y modernizar las RGD con el fin de ajustar un nivel de pérdidas no mayor al 8%, de acuerdo a estándares internacionales. Las principales actividades que considera la actual administración para controlar las pérdidas técnicas consisten en

instalar nuevas redes alimentadoras de media tensión para la distribución, al igual que nuevos equipos de compensación, conductores de circuito y transformadores, con una inversión de \$ 962.06 MD para contener el crecimiento de pérdidas de 2019-2023 y de \$493.8 MD para el período 2019-2033. En cuanto a las no técnicas, el gobierno propone la regularización de 44.9 mil usuarios con una inversión de \$ 40.1 MD, además de reemplazar 5.4 millones de medidores a través de una inversión estimada de \$ 370.37 MD en 2019-2023 (PRODESEN, 2018–2032, p. 57; PAMRGDNCMEM/PRODESEN, 2019–2033, pp. 111 y 112; y PAMRGDCFE, 2019-2033, p. 36).

3.2.7.- Acceso al suministro de electricidad

Aunado a los problemas anteriores, el acceso universal ha quedado inconcluso. Sin perjuicio de que al cierre del 2018 el país contaba con una cobertura del 98.7% de la población, el resto pendiente equivalía a más de 1.63 millones de personas en zonas rurales y urbanas marginales. Con apoyo del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, la subsidiaria CFE Distribución, la SENER y el Banco Nacional de Obras suscribieron 4 convenios por el valor conjunto de \$ 109.26 MD. La cobertura de este programa pretende beneficiar al 19.87 % de la población sin acceso al servicio. Al mismo tiempo, la suma de los 5 Estados que forman parte de las zonas de Estudio equivalen a cerca de una quinta parte del total de obras, localidades y beneficiarios del programa de la nueva administración para el acceso universal, en gran parte por los altos grados de marginación que existen en Oaxaca y Chiapas (Tabla 13)

UBICACIÓN	Obras	Localidades	Habitantes
México	2,373	1,873	323,992
Total regional	19.27%	20.1%	23.49%
Campeche	3.2%	3.89%	2.69%
Yucatán	3.11%	1.6%	1.41%
Quintana Roo	2.73%	3.2%	2.68 %
Chiapas	4.88%	5.33%	10.35%
Oaxaca	5.35%	6.08%	6.36%

Tabla 13. Relación nacional y regional del Programa de Obras de 2018 autorizado con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico Elaboración propia sobre la base de PAMRGD, 2019-2033 (pp. 99 y 100).

3.2.8.- Transporte de gas natural al sureste

Frente a la necesidad de optimizar las etapas productivas del sector en el sureste, se incluye el tema de garantizar el suministro de gas a la Península de Yucatán. De

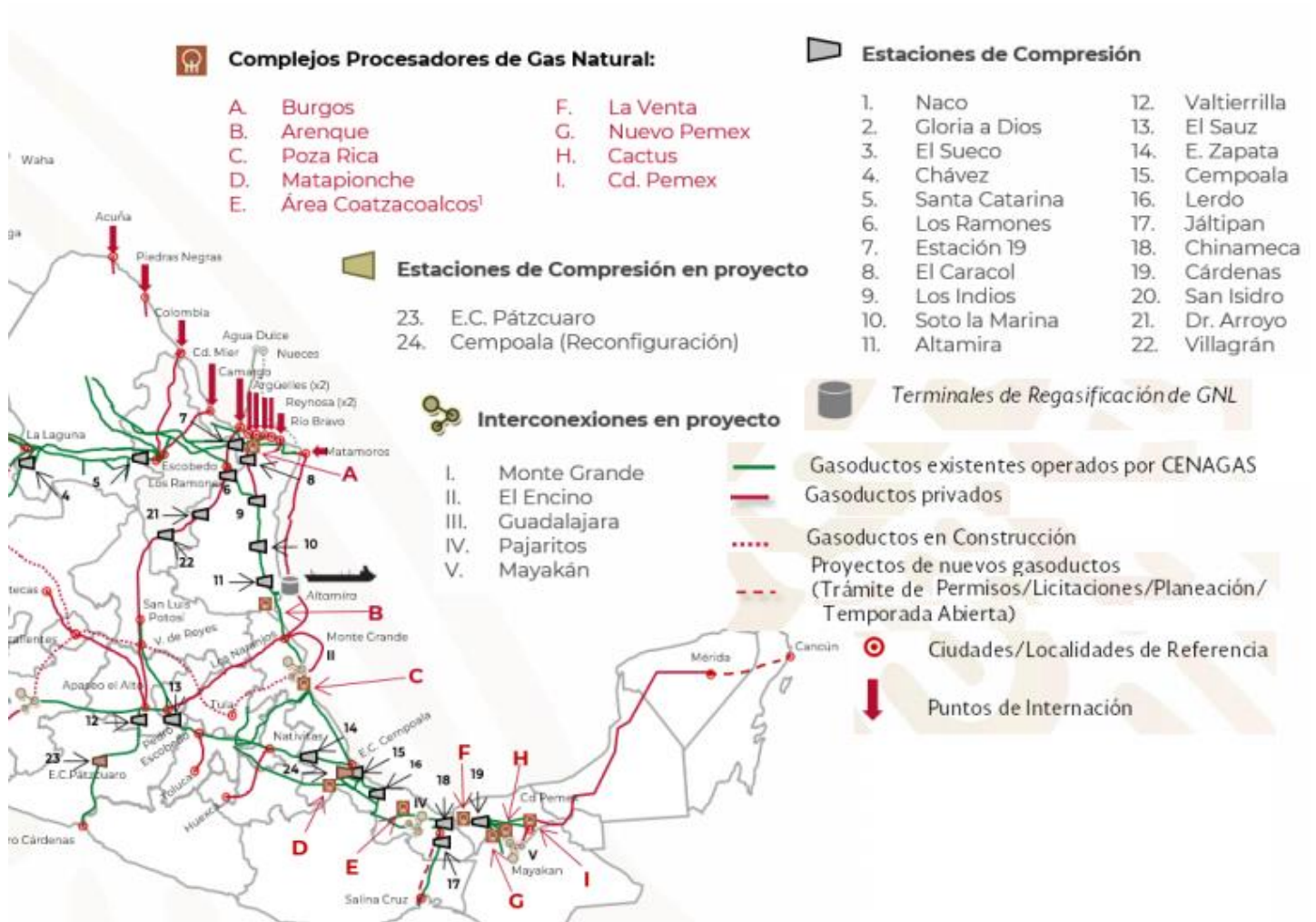
acuerdo al Estatus de la Infraestructura de Gas Natural a octubre de 2019 (SENER, 2019a, p. 5), la Península cuenta con un Gasoducto de 695 Km que parte de Tabasco a Yucatán, con una capacidad para transportar hasta 300 mmpcd de gas y que inició operaciones en 1999. Este Gasoducto, apreciable en el mapa 14 junto con el resto de la red, fue desarrollado por la subsidiaria Mayakán de la francesa Engie, con una inversión de \$ 303 MD para surtir a las generadoras de la Península, de manera que transporta el gas procesado en los complejos de Cactus, en Chiapas, y Nuevo Pemex, en Tabasco.

A pesar de la potencia de las centrales térmicas en la Península, el gasoducto de Mayakán sólo ha podido inyectar un promedio de 70 mmpcd, apenas un poco más de la cuarta parte de su capacidad total, donde incluso se han reportado días sin inyecciones (Prud'homme E., 2019, 19 de julio, Column: Solving the Natural Gas Supply Crunch in the Yucatán Peninsula, *Natural Gas Intel news*). Por tal motivo, además de que Mayakán no es parte de los ductos operados por CENAGAS (Mapa 14) y que la producción del gas asociado a yacimientos petroleros por parte de PEMEX ha decaído, las administraciones anteriores buscaron alternativas para que CFE pudiera disponer del gas de EUA⁹³.

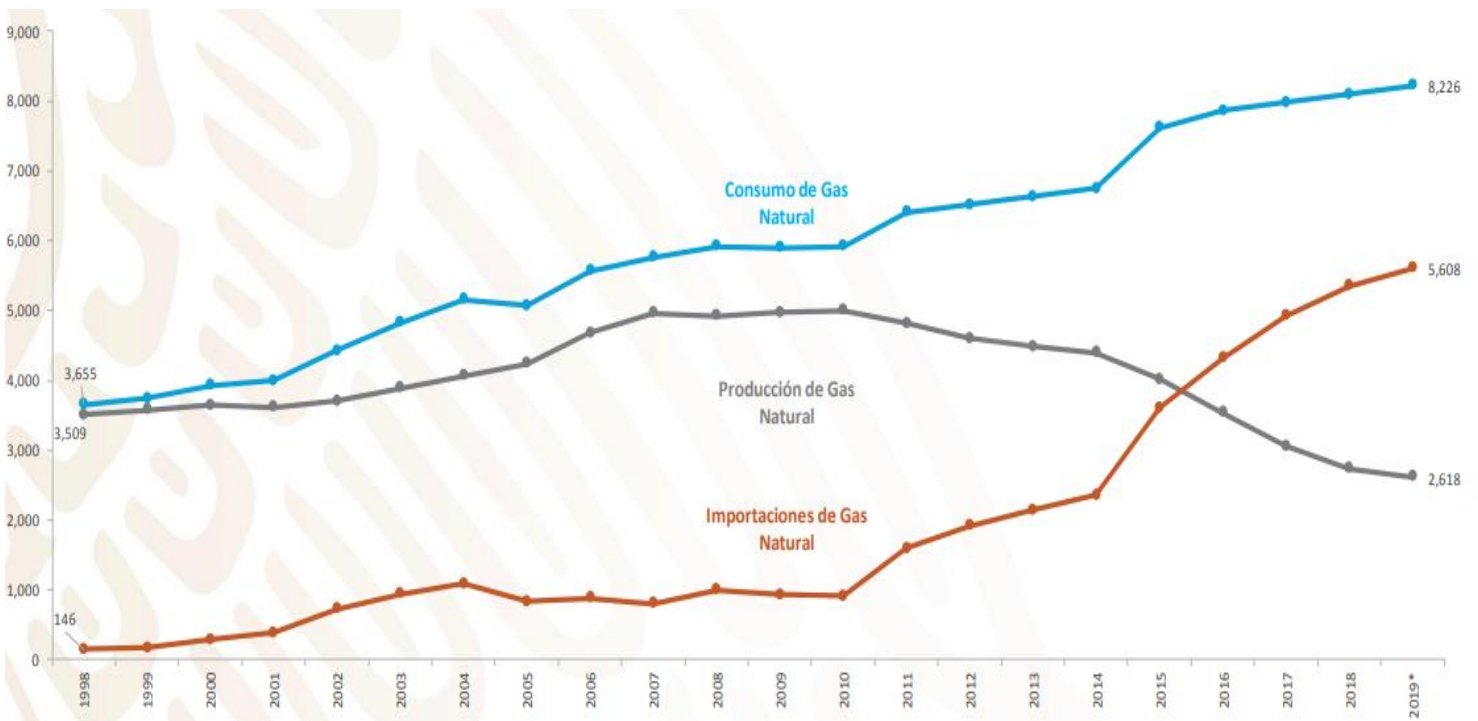
De acuerdo a la Gráfica 11 se observa que en los últimos 20 años el consumo del gas natural ha aumentado considerablemente en el país, mientras que también ha aumentado las importaciones provenientes de EUA y, paralelamente, ha disminuido la producción nacional. De los 8,226 mmpcd de consumo total registrados para septiembre de 2019, el 68.17 % provino de EUA. (SENER, 2019b, p. 17, 29 y 38).

La ampliación de las redes de gasoductos y el aumento en las importaciones para uso industrial y generación eléctrica ha tenido justificación en los precios del gas natural. Como se observa en la Gráfica 12, de enero de 2015 a diciembre de 2019, este insumo fue el combustible más económico, al cerrar con \$ 2.73 USD/mmbtu y 4.95 USD/mmbtu en su versión transportada en forma líquida. Con excepción del Combustóleo en 2016, este combustible y otros altos emisiones de GEI se mantuvieron a precios superiores, como el caso del Diésel que llegó hasta los \$34.29 USD/mmbtu al cierre de 2019.

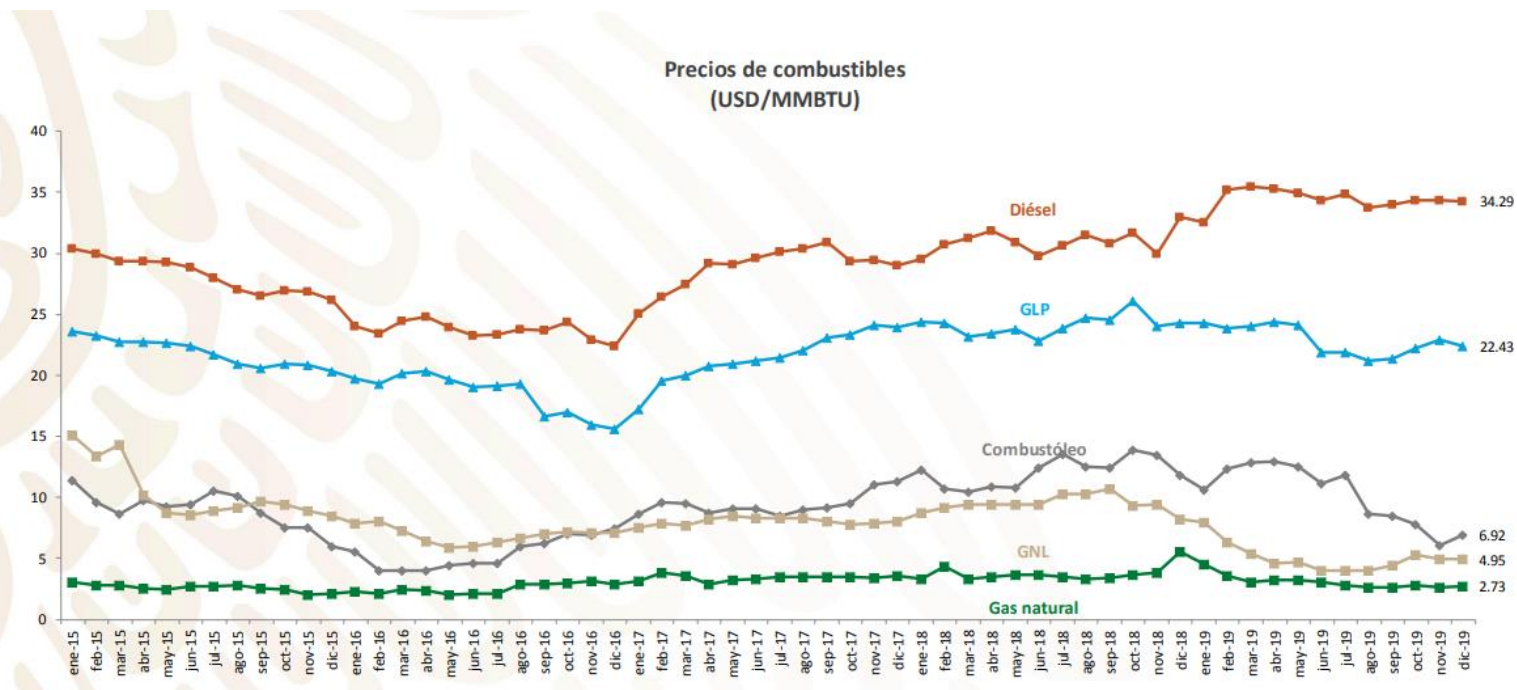
93.- Para lograr este objetivo, el 1 de febrero de 2020 en Mérida Yucatán, se anunció el diseño del Programa Integral de Energía para la Península de Yucatán. Además de incluir las medidas referentes a la construcción de 193 km de nuevas líneas de transmisión, la nueva central de Mérida IV y el gasoducto Mayakán, el Programa propone en manos de la filial CF Energía la construcción el gasoducto Cuxtal II con una capacidad de 240 mmpcd para que, a través de 158 km que parten de Valladolid, Yucatán, se permita transportar gas natural a la Riviera Maya, donde también se prevé la instalación de una nueva planta de ciclo combinado con capacidad de 493 MW en Cancún, Quintana Roo.



Mapa 14. Infraestructura Nacional de Gas Natural, con atención especial al Golfo de México y zonas de relativa cercanía. Edición propia a partir del mapa disponible en la presentación "Prontuario estadístico. Diciembre, 2019" (SENER, 2019b, P. 4).



Gráfica 11. Consumo, producción e importación de gas natural de 1998 a 2019 (mmpcd). Sobre la base de la gráfica disponible en la presentación “Prontuario estadístico. Diciembre, 2019” (2019b, p. 17) realizada por la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos de la Secretaría de Energía.



Gráfica 12. Precios por combustibe para uso industrial y generación eléctrica de enero 2015 a diciembre de 2019 (USD/mmbtu). Sobre la base de la gráfica disponible en la presentación “Prontuario estadístico. Diciembre, 2019” (2019b, p. 29) realizada por la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos de la Secretaría de Energía, en el portal del Gobierno de México.

Los precios del gas proveniente de Texas a diciembre de 2019 fueron incluso menores, en donde el tipo Waha hacia el noroeste de México fue de \$ 1.37 USD/mmbtu, mientras que del HSC y HH, dirigidos al Golfo de México, fue de \$ 2.16 USD/mmbtu y 2.39\$ USD/mmbtu, respectivamente (SENER, 2019b, p. 17, 29 y 38). Con el fin de mantener estas ventajas, se construyó el Gasoducto marino del sur de Texas a Tuxpan a cargo de la empresa formada por IEnova de EUA y TransCanadá. Este proyecto opera desde septiembre de 2019 y consiste en una línea de 772 km por una capacidad de 2,600 mmpcd y un monto de inversión de \$ 2,111 MD (SENER, 2019a, pp. 13 y 30).

Una vez se recibe en Tuxpan el gas, este debe continuar por los ductos del Golfo que integran el SISTRANGAS. Para que su flujo continúe, se requiere repotencializar la estación de comprensión de Cempoala con el fin de aumentar la presión en el flujo a lo largo del Estado de Veracruz, hasta llegar a Tabasco con un flujo mínimo de 12,500 mmpcd para marzo de 2020 por un monto de \$ 38.46 MD. (SENER, 2019a, p. 28).

Además de lo anterior, se requiere la interconexión del ducto de Mayakán con la procesadora de Cactus mediante un gasoducto de 16 km que Engie planea desarrollar con 350 mmpcd de capacidad para el 2020. Cabe mencionar que desde 2015 se había concluido el proyecto de ampliación de Mayakán, también desarrollado por Engie con una inversión de \$ 140 MD, mismo que consta en la integración de la planta procesadora ubicada en Nuevo Pemex, mediante un ducto de 75 km con capacidad de 300 mmpcd (SENER, 2019a, pp. 9 y 34).

No obstante que estos proyectos fueron promovidos durante las administraciones anteriores, el actual gobierno los ha retomado no sin antes manifestar sus diferencias en la interpretación de algunos de las obligaciones asumidas por CFE, lo que ocasionó la renegociación de los contratos, como se mencionó en el capítulo 2. Las penalizaciones por casos fortuitos obligaban a CFE al pago total de los cargos fijos, independientemente de la operación de maquinaria y el gas transportado. De la inversión inicial de \$ 16,000 MD por parte de las desarrolladoras privadas, CFE proyectaba costos financieros de alrededor de \$ 44,761.9 MD a 2043 por disponer de una red de ductos que en ese momento reflejaba un subejercicio general del 8.18%. En el caso del gasoducto marino Texas-Tuxpan, las proyecciones de pago de CFE hasta 2043 se estimaban bajo estos términos en un costo financiero de \$ 10,158.73 MD.

La ASF determinó en la Auditoría 16-6-90TVV-02-0492 492-DE de 2016 que se trataba de una inversión poco rentable y que comprometía el presupuesto de CFE. De los 3,280.42 MD pagados por concepto de alquiler de estos ductos desde 2015 a febrero de 2019, aproximadamente \$ 1,111.11 MD tuvieron fundamento en penalizaciones por casos fortuitos o fuerza mayor (cap. 2, p. 59)⁹⁴.

En virtud de los volúmenes y plazos con cada empresa, la reducción de las tarifas variaría entre el 33 y el 38%, donde el gobierno anunció un posible ahorro de \$ 4,500 MD, aunque sin especificar si se trataba de valores reales o nominales. La aceptación de los empresarios por el pago a una tasa fija en lugar de creciente a largo plazo se debió a las bajas tasas de interés que les permiten un mayor acceso crediticio para más proyectos (Conferencias matutinas del 27 de agosto y 11 de septiembre de 2019). Aunque no se ha

94.- Sobre este tema, además de las Conferencias matutinas en Palacio de Gobierno de 11 de febrero, 27 de agosto y 11 de septiembre de 2019, es posible consultar las fuentes hemerográficas referidas de la página 60 a 62 de esta tesis.

especificado el porcentaje de reducción que tendría el gasoducto Texas – Tuxpan, ni la cantidad que la empresa reintegrará a CFE por pago indebidos, se anunció en agosto de 2019 que el acuerdo con la empresa permitiría a la EPE obtener un ahorro de casi \$ 2,000 MD, siempre que el contrato se extienda por 10 años (Solís A., 2019, 27 de agosto, IEnova presume 10 años más de contrato con CFE por gasoductos, *Forbes México*).

3.2.9.- Participación de los recursos financieros públicos

En atención al papel tomando por la iniciativa privada para la inversión de tecnologías limpias, resulta relevante señalar ciertos datos generales relacionados a la participación de los recursos públicos. Si bien ya se han señalado algunos aspectos sobre los recursos invertidos y programados por el Estado en las zonas de estudio, se considera necesario abordar la disponibilidad presupuestaria de las entidades energéticas y ambientales competentes. De acuerdo a los PEF aprobados de 2018 a 2020, se observa que el presupuesto de la SENER incrementó por 18 veces su valor en ese periodo (Tabla 14). La CFE tuvo un aumento constante en ese periodo aunque no al mismo grado que la SENER. Por su parte, el presupuesto de la SEMARNAT como autoridad ambiental, la CRE como reguladora y el INEEL como instituto científico disminuyeron.

AUTORIDADES	PRESUPUESTO 2018	PRESUPUESTO 2019	PRESUPUESTO 2020
SENER	\$130.7	\$ 1,440.7	\$ 2,566.5
CFE	\$ 21,849.9	\$24,567.9	\$ 25,841.1
SEMARNAT	\$ 1,988.4	\$ 1, 641.3	\$ 1,580.4
CRE	\$ 18.3	\$13.1	\$13.3
INEEL	\$ 61.12	\$ 64.01	\$ 52.86

Tabla 14. Presupuesto total de entidades federales competentes, 2018-2020 (Millones de dólares). Elaboración propia sobre la base del PEF, 2018 (pp. 38, 39 y 52); 2019 (pp. 42 y 55) y 2020 (pp. 36, 37 y 50).

En cuanto al presupuesto designado en la estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, la CFE ha sido la autoridad que más ha intervenido en esta labor, cuyo presupuesto incluso ha aumentado de 2018 a 2020, como se observa en la Tabla 15. Este presupuesto incluye la inversión financiada de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, en los cuales participan otras instituciones como las secretarías de Gobernación, Salud, SEMARNAT – PROFEPA, SENER, CONUEE, INEEL y PEMEX (PEF, 2018, pp. 57 y 58; 2019, p. 61; y 2020 p. 56).

PRESUPUESTO ANUAL	2018	2019	2020
RECURSOS ASIGNADOS A CFE	\$ 1,418.9	\$ 1,507.2	\$ 1,526.4
PARTICIPACIÓN SOBRE EL PRESUPUESTO TOTAL	93.68%	96.94%	97.49%

Tabla 15. Presupuesto para transición en el uso de tecnologías y combustibles limpios de 2018 a 2020 (Millones de dólares). Elaboración propia sobre la base del PEF, 2018 (pp. 57 y 58); 2019 (p. 61) y 2020 (p. 56).

En materia de recursos para la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático, el presupuesto programado en 2018 sufrió una reducción considerable en 2019, en gran parte por la reducción al Fondo de Desastres Naturales de \$ 1,304 MD a \$ 192.8 MD, pero que en 2020 incrementó debido a la inyección de \$ 1,544.3 MD adicionales para CFE. De lo observado en la Tabla 16 sobre el presupuesto autorizado de 2018 a 2020 para este rubro, se consta la prevalencia que tiene el actual gobierno sobre la EPE frente a otras autoridades energéticas y ambientales competentes en temas sobre el cambio climático. Las entidades que tuvieron mayor participación fueron las siguientes:

AÑO	2018	2019	2020
PRESUPUESTO TOTAL	\$ 3,251	\$ 2,070	\$ 2,956
PARTICIPACIÓN DE CFE	13.96%	29.88%	73.15%
PARTICIPACIÓN DE SEMARNAT	15.78%	20.37%	14.01%
PARTICIPACIÓN DE SENER	1.46%	2.11%	1.12%
PARTICIPACIÓN DE CONACYT	0.6%	0.57%	y 0.42%

Tabla 16. Presupuesto para la mitigación de los efectos del cambio climático de 2018 a 2020 (Millones de dólares). Elaboración propia sobre la base del PEF, 2018 (pp. 58, 59, 52); 2019 (pp. 61-63,) y 2020 (pp. 57 y 58).

3.2.9.1.- Balance financiero y estado de resultados de CFE

Pese a la importancia que tiene CFE en el sector eléctrico, al gobierno ha declarado que su balance financiero se ha visto afectado negativamente por las disposiciones de la reforma de 2013. Si bien ya se han expuesto las problemáticas en torno a los compromisos de CFE de competir equitativamente con generadores privados, asumir los costos para el reforzamiento de la RNT y las RGD, continuar con la labor de acceso universal y la renta de gasoductos privados, se considera necesario exponer los datos que reflejan el panorama general de sus estados financieros y de resultados.

Con base en el Reporte Anual de 2018 de CFE⁹⁵ y la tabla 17, se observa en un principio que el patrimonio producto de la resta entre sus activos y pasivos es más favorable en 2018 que en 2017 y 2016. Esto se debe al aumento de sus activos circulantes y sobre todo, de los impuestos de utilidad diferidos, basados en proyecciones sobre la disponibilidad de futuras utilidades imponibles contra las que se pueden usar las diferencias temporarias deducibles, así como las pérdidas compensadas por períodos anteriores. Estos activos remediaron la depreciación de las plantas e instalaciones de la EPE de 2016 a 2018 y que a pesar de la caída aún representan tres cuartas partes de los activos totales de la EPE (CFE, 2018, pp. 36, 118-120, 187, 229, 280, 284 y 285).

AÑO	2016	1017	2018
1.- ACTIVOS TOTALES	\$ 77,575.91	\$ 82,963.79	\$ 87,763.17
Porcentaje del valor de instalaciones	87.79%	79.9%	74.96%
Valor de instalaciones	\$ 68,104.35	\$ 66,293.04	\$ 65,795.02
Impuestos a la utilidad diferidos	\$ 0	\$ 4,067.07	\$ 8,336.59
2.- PASIVOS TOTALES	\$ 49,310.38	\$ 50,586.49	\$ 49,481.68
Porcentaje de pasivos no circulantes	88.54%	82.24%	82.34%
Beneficios a empleados	\$ 19,106.57	\$ 19,141.81	\$ 17,325.53
3.- PATRIMONIO	\$ 28,265.52	\$ 32,377.29	\$ 38,281.48

Tabla 17. Situación financiera de CFE, 2016, 2017 y 2018 (Millones de Dólares). Elaboración propia sobre la base de la tabla disponible en el Reporte Anual 2018 de CFE, 2018 (pp. 119, 187 y 188).

Por su parte, los pasivos de la empresa en 2018, implicaron una reducción de más de \$ 1,000 MD de dólares respecto a los pasivos contados en 2017. La mayor parte de los pasivos tienen base en los del tipo no circulante, conformados por deuda y otros pasivos a largo plazo, además de obligaciones laborales denominadas como beneficios a los empleados. Estas últimas tuvieron una reducción de cerca de \$ 1,800 MD en 2018 comparados al monto alcanzado en los dos años anteriores. Con base en el compromiso del Gobierno Federal de 2016 para asumir parte del pasivo laboral, equivalente al monto de reducción acordado en el Contrato Colectivo sobre el pago del personal contratado antes del 18 de agosto de 2008. Tal cantidad fue equivalente a \$ 8,522.76 MD, de manera que, de no haber logrado una renegociación del contrato colectivo, el pasivo laboral sería igual a \$ 34,371.05 MD en 2018 (CFE, 2018, pp. 33, 34, 76, 187, 196, 197, 281 y 282).

95.- De manera complementaria es posible acudir al CFE Informe Anual de 2018, p. 267). Al igual que el caso del Reporte anual, hasta la fecha no se encuentra publicado el Informe Anual de 2019 de CFE.

En realidad, el balance financiero de CFE obtenido en 2018 ha sido determinado sustancialmente por las proyecciones en los activos sobre impuestos a la utilidad diferidos. No obstante, es de tomar en cuenta que, en caso de que estas proyecciones difieran de los resultados que se obtengan finalmente o en caso de reajustes futuro, la posición financiera de la EPA podría verse afectada seriamente (Reporte Anual de CFE, 2018, pp. 119 y 187). Ante los datos presentados, es menester seguir el impacto que tendrían las acciones anunciadas por CFE sobre la ampliación y modernización de sus instalaciones una vez que se publiquen los reportes anuales posteriores a 2018.

Pese al escenario relativamente positivo de su situación financiera en 2018, se observa en la Tabla 18 un estado desfavorable en las utilidades la EPE, a pesar de haber obtenido \$ 3,055.06 MD de ingresos adicionales en comparación al 2017 y \$ 10,496.33 MD en comparación al 2016. De hecho, con excepción de la categoría “otros ingresos”, todas las demás tuvieron un aumento ininterrumpido de 2016 a 2018. Para este último año, el 68.64% de estos ingresos provinieron de las ventas en el suministro básico, en atención a lo señalado en la página 90 de este trabajo; el 14.87% fueron por concepto de pagos que el Gobierno Federal transfirió como subsidio a los usuarios del servicio mediante autorización de la SHCP⁹⁶; el 10.88% por ventas de combustibles; el 1.13% por servicios de transporte de energía; y el 4.47% por concepto de “otros ingresos”, entre los que se incluyen las contribuciones de los interesados en conectarse a la RNT o RGD.

AÑO	2016	2017	2018
1.- INGRESOS TOTALES	\$ 18,464.73	\$ 25,905.05	\$ 28,960.12
Ventas en el suministro básico	\$16,565.61	\$ 19,331.15	\$ 19,878.73
Subsidio otorgado por el Gobierno Federal	\$ 1,587.3	\$ 3,487.55	\$ 4,307.14
Ventas de combustible	\$ 0	\$ 1,165.23	\$ 3,151.93
Servicios de transporte de energía	\$ 114.84	\$ 263.84	\$ 326.81
Otros ingresos	\$ 196.97	\$ 1,657.26	\$1,295.5
2.- COSTOS DE OPERACIÓN TOTALES	\$ 9,994.92	\$23,374.82	\$ 27,219.33
Costos por energéticos y combustibles	\$ 8,374.34	\$ 13,324.84	\$ 17,744
Costos por energéticos y combustibles a terceros	\$ 0	\$ 1,012.6	\$ 2,698.04
3.- UTILIDADES	\$ 4,986.2 MD	\$ 5,724.04	\$ 2,535.28

Tabla 18. Estados de resultados de CFE, 2016 a 2018 (millones de dólares). Elaboración propia sobre la base de el Reporte Anual 2018 de CFE, (p. 188).

96.- Se aclara que las cantidades en el informe y reporte anuales de CFE de 2018 sobre subsidios autorizados por la SHCP que el Gobierno Federal transfiriere a CFE no coinciden con las fijadas en el PEF 2018, equivalente a \$ 2,655 MD (PEF, 2018: p. 71). Por su parte, el monto fijado para subsidios por estas tarifas para 2019 es de \$ 2,755.8 MD (PEF 2019, p. 70) y \$ 3,703.7 MD para el 2020 (PEF 2020, p. 64).

La disminución de utilidades de 2016 a 2018 se debe al aumento ininterrumpido de diversos costos de operación que la CFE tuvo que asumir en el 2018, \$ 3,844.51 MD mayor que el año pasado y \$ 17,224.41 MD que el antepasado, sobre todo por los costos de energéticos para la generación propios, en primer lugar, y los adquiridos de terceros, en segundo. En cuanto a los primeros, representaron en el 83.78% de los costos en 2016, el 57 % en 2017 y el 65.18% en 2018. Respecto a los segundos se aprecia un aumento sumamente considerable, ya que de no contar con ningún tipo de participación en los costos para 2016, pasó a representar el 4.33% en 2017 y el 9.91 % en 2018. El resto de los costos se conforma por remuneraciones al personal, mantenimiento, impuestos y costos de participación en el MEM (Reporte Anual de CFE, 2018, pp. 36, 37, 97, 104, 117, 138 y 188). El declive en las utilidades de 2018 conlleva a indagar sobre los costos de generación que debe asumir CFE en centrales propias y contratadas a terceros.

3.2.10.- Costos de generación eléctrica pública y privada

De acuerdo al PRODESEN, 2019–2033 (pp. 11), la CRE no reconoció la inclusión de \$ 2,411.21 MD en el esquema tarifario fijado en cuanto a los costos de generación de CFE⁹⁷, cantidad que equivale al 89.36% de los costos por adquisición de energía a terceros, según el Reporte Anual de la empresa ese año (p. 188). Conforme a lo señalado anteriormente en este capítulo sobre las modalidades de generación (pp. 70 y 72) se puede inferir que casi la totalidad de estos costos de adquisición no reconocidos en las tarifas estarían vinculados con la energía que la EPE adquiere de las 31 PIE instaladas.

Las PIE son administradas por la Subsidiaria CFE Generación V y de las cuales se ha mencionado que 6 centrales eólicas se encuentran en el Istmo de Tehuantepec. Estas representan el total de centrales eólicas bajo dicha modalidad en todo el país, conformadas en su conjunto por 613 MW de potencia y que en 2018 generaron 2,020 GWh. El resto de las plantas que administra CFE Generación V en las zonas de estudios se conforman por las de Ciclo Combinado que se encuentran en la Península, mismas que representan en conjunto el 9.98% de los 12,633.9 MW de potencia instalada de este tipo de plantas pero que, debido a los problemas de suministro de gas, su generación es de apenas el 4.09 % de los 84,258 GWh generados en 2018 (CFE, Informe Anual de 2018, pp. 93-96 y ASF, CFE Generación V, 2019, pp. 26-30, 32 y 56).

97.- Conforme al Acuerdo Núm. A/032/2018 (p. 13) Emitido por la CRE el 13 de septiembre de 2018, el costo total de la generación para alcanzar un mercado competitivo fue de \$16,576.72 MD

De acuerdo a la auditoría de desempeño de 2018 sobre CFE Generación V, (Tabla 19) los costos unitarios para la adquisición de energía de las centrales PIE de ciclo combinado en la Península superaron el promedio de las demás plantas de este tipo y modalidad. Por otro lado, los precios que ofrecieron conforme a los contratos legados fueron mayores que el promedio ponderado en el MECP. Además, el costo de generación de dos centrales superó el precio ofrecido en dicho Mercado. En 2018, la central de Campeche tuvo el costo más alto de todas las PIE de ciclo combinado. Ello se debió en gran medida a la falta de suministro de gas natural, lo que implicó el uso de diésel, combustible altamente caro y contaminante. Por su parte, el Balance de Valladolid fue ligeramente positivo, pero con el mayor precio de todas las plantas de Generación V.

CENTRAL	VALLADOLID III	MÉRIDA III	CAMPECHE	PROMEDIO NACIONAL DE LAS PIE DE CICLO COMBINADO
COSTOS DE GENERACIÓN (USD/KWh)	\$ 0.1115	\$ 0.1598	\$ 0.2551	\$ 0.0625
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.1199	\$ 0.1084	\$ 0.1122	\$ 0.0775
PARTICIPACIÓN EN EL MONTO DE VENTAS DE GENERACIÓN V	3.75%	1.44%	1.02%	
POTENCIA INSTALADA	525 MW	484 MW	252 MW	
ENERGÍA GENERADA	2,006.46 GWh	855.06 GWh	585.32 GWh	
FACTOR DE CARGA	43.62%	20.16%	26.51%	

Tabla 19. Desempeño de las centrales PIE de Ciclo Combinado en la Península de Yucatán en 2018. Elaboración propia sobre la base de ASF, CFE Generación V, 2019, pp. 22-29

En cuanto a las PIE eólicas ubicadas en el Istmo de Tehuantepec (Tabla 20), en 2018, salvo en el caso de la central Sureste Fase I y II, el costo de todas ellas fue superior al precio ofrecido en el MECP. Ese año, la energía generada por la central de La Venta III tuvo el costo más alto.

NOMBRE DE LA CENTRAL	LA VENTA III	OAXACA I	OAXACA II	OAXACA III	OAXACA IV	SURESTE FASE I Y FASE II	PROMEDIO NACIONAL DE LAS PIE EÓLICAS
COSTOS DE GENERACIÓN (USD/KWh)	\$ 0.1258	\$ 0.0832	\$ 0.0798	\$ 0.0828	\$ 0.0773	0.0555	\$ 0.084
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.071	\$ 0.071	\$ 0.072	\$ 0.072	\$ 0.074	\$ 0.0773	\$0.0728
PARTICIPACIÓN EN EL MONTO DE VENTAS DE GENERACIÓN V	0.3%	0.31%	0.41%	0.37%	0.47%	0.37%	
POTENCIA INSTALADA	103 MW	101 MW	306 MW (II, III y IV)	306 MW (II, III y IV)	306 MW (II, III y IV)	102 MW	
ENERGÍA GENERADA	278.81 GWh	289.77 GWh	374.17 GWh	335.76 GWh	421.64 GWh	319.85 GWh	
FACTOR DE CARGA	30.9%	32.75%	41.87% (120 MW)	37.57% (120 MW)	47.18% (120 MW)	35.8%	

Tabla 20. Desempeño de las centrales PIE las centrales PIE eólicas en el Istmo de Tehuantepec en 2018. Elaboración propia a partir de ASF, CFE Generación V, 2019, pp. 22-29.

De los \$ 6,555.82 MD que CFE Generación V vendió en el MECP en 2018, mismos que se encontraron a disposición del servicio básico que presta la subsidiaria correspondiente de CFE, se observa una mayor participación de las tres centrales de la Península en las ventas de la subsidiaria que las seis instaladas en el Istmo. No obstante, las centrales eólicas PIE del Istmo tienen un mayor desempeño en su factor de carga que las de la Península (ASF, CFE Generación V, 2019, pp. 22-32).

Una cuestión importante a agregar sobre las eólicas en el Istmo es la ventaja que ofrecen las centrales instaladas bajo la modalidad de autoabastecimiento a sus socios consumidores⁹⁸. Como en el caso de CFE Calificados, estas empresas mantienen contratos particulares con cada uno de sus socios, de manera que la información sobre los costos y precios de venta de electricidad se mantienen reservados. No obstante, de acuerdo al artículo publicado por Sergio Juárez – Hernández y Gabriel León (2014, p.154), el cual retoma lo señalado por José Luis Apodaca (2012), estas empresas vendieron a sus socios consumidores, al menos entre 2012 y 2014, un costo de 5 a 10% menor a la tarifa que ofrece CFE, según su actividad, ubicación y nivel de tensión. Conforme a la reforma de 2013 estas centrales ya no están obligadas a vender sus excedentes a CFE, por lo que pueden ofrecerse en el MEM.

En relación a lo anterior, es de resaltar que la transformación de dicha modalidad bajo la reforma de 2013, conocida como abasto aislado, permite la venta de excedentes al MEM (A. López, 2020). El Mtro. López Velarde expresó durante su entrevista que en 2019 ya se contaban con 42 permisos de esta modalidad, misma que ha propiciado importantes procesos de interconexión a la red, ya que evitan trámites burocráticos requeridos por el CENACE sobre estudios de impacto general al resto de la red, precisamente porque se trata de un abasto aislado. En caso de tener excedentes, sí se debe contar con un contrato de interconexión y acreditar los estudios de impacto a la red.

En cuanto a los costos de generación y precios ofrecidos por las centrales de CFE en las zonas de estudio, ya sea mediante contratos legados para el suministro básico o directamente en el MECP, la información que se tiene más actualizada proviene también de las Auditorías presentadas por la ASF en junio y octubre de 2019 respecto a los desempeños de CFE Generación I, IV y VI de 2018, antes de que formaran parte de los

98.- Se refieren a las centrales de la Mata – La Ventosa, Eólica del Sur, Eurús Juchitán, BiiHioxo, Central del Istmo, Central del Pacífico, Piedra larga I y II y Parques Ecológicos de México, cuya potencia, propietarios, principales socios y montos de inversión ya se han mencionado en las páginas 51, 52 y 79 - 84 de esta tesis.

activos de esta última subsidiaria, conforme a los Términos de Reasignación mencionados en el Capítulo 2 de esta tesis (pp. 54 - 56).

Entre las 19 hidroeléctricas que formaban parte de CFE Generación I, las presas de Malpaso y Peñitas en Chiapas mantuvieron Contratos Legados con CFE suministrador básico. En 2018 cada una tuvo un excedente de generación del 0.9% respecto a la programada en tales contratos, energía que se vendió a precios regidos por el MEM (Tabla 21). Respecto al peso que tuvieron las dos presas en el valor de ventas de Generación I, de los \$ 2,593.68 MD totales vendidos, sólo entre ambas aportaron el 16.48%. Por su parte, Angostura y Chicoasén, únicas hidroeléctricas dentro de Generación IV, tuvieron contratos legados en los que no se tuvieron excedentes en 2018. Respecto al valor de ventas, de los \$ 2,687 MD obtenidos, ambas fueron capaces de aportar el 25.24%⁹⁹. Por otro lado, la presa Cecilio del Valle en Tapachula es la única hidroeléctrica regional de entre las 16 que integraban Generación VI hasta antes de la reasignación de 2019. De los \$ 2,484.33 MD de ventas totales de la subsidiaria, la central aportó solo el 0.3%, aunque tuvo un excedente del 4.6% de energía originalmente programada en su contrato legado, la cual fue ofrecida al resto del mercado.

Es de resaltar que, con excepción de Angostura y Tapachula, las demás presas tuvieron un costo mayor que el promedio nacional de las hidroeléctricas. Por su parte, las 5 presas tuvieron el mismo precio de venta en el MECP, el cual fue ligeramente mayor al precio de venta promedio de todas las hidroeléctricas del país. Cabe señalar que Malpaso, Angostura y Chicoasén tuvieron un factor de carga inferior al 37% estimado en las hidroeléctricas por el Departamento de Energía de EUA (Conti et al., 2016, p. 89).

CENTRAL	MALPASO	PEÑITAS	ANGOSTURA	CHICOASÉN	TAPACHULA	PROMEDIO NACIONAL DE PRESAS DE CFE
SUBSIDIARIA PERTENECIENTE ANTES DE NOVIEMBRE DE 2019	Generación I	Generación I	Generación IV	Generación IV	Generación VI	-----
COSTOS DE GENERACIÓN (USD/KWh)	\$ 0.0687	\$ 0.0476	\$ 0.0317	\$ 0.0476	\$ 0.0333	\$ 0.044
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.0952	\$ 0.0952	\$ 0.0952	\$ 0.0952	\$ 0.0952	\$ 0.09
PARTICIPACIÓN EN EL MONTO DE VENTAS DE SU SUBSIDIARIA	11.23%	5.25%	7.83%	17.41%	0.3%	
POTENCIA INSTALADA	1,080 MW	420 MW	900 MW	2,400 mw	21 MW	
ENERGÍA GENERADA	3,025.81 GWh	1,467.38 GWh	2,174.69 GWh	4,790.27 GWh	85.3 GWh	

99.- Con base en los datos señalados y la comparación del desempeño de Centrales Hidroeléctricas pertenecientes a otras subsidiarias, se observa que la de Chicoasén es la de mayor potencia, generación y energía vendida en el país.

FACTOR DE CARGA	32%	39.88%	27.58%	22.78%	46.36%
EXCEDENTE PARA VENTA EN EL MEM	0.9%	0.9%	0%	0%	4.6%

Tabla 21: Desempeño de las centrales hidroeléctricas de CFE en Chiapas, 2018. Elaboración propia a partir de ASF, CFE Generación I (2019, pp. 32, 37, 41, 44, 45 y 76); Generación IV (2019, pp. 34, 36, 37, 40, 43 y 45); y Generación VI (2019, pp. 32-35, 39-43 y 46)

Las centrales convencionales de la EPE emisoras de CO2 ubicadas en la Península de Yucatán también forman parte de los activos de Generación VI (Tabla 22). Debido al uso de combustóleo y el diésel, los costos de generación son los más altos de entre todo tipo de centrales de CFE en las zonas de estudio, incluso son mayores que sus precios de venta en el MECP. Ante los problemas de saturación de la línea de transmisión¹⁰⁰ en la Península y la falta de abastecimiento del gas natural, la dependencia de Generación VI a los otros dos combustibles fue tal que, entre 2017 y 2018, el 54.7% de la capacidad instalada de la subsidiaria utilizó diésel, el 31.9% combustóleo y sólo un 26.2% el gas natural (ASF, CFE Generación VI, 2019, p. 68).

En 2018, la central de Ciclo Combinado de Felipe Carrillo Puerto tuvo pendiente un 4.1% de cumplimiento de su generación originalmente programada. La Central termoeléctrica de este complejo tampoco contó con un Contrato legado y cumplió con el 31.7% de la energía prevista originalmente. Por su parte, la planta termoeléctrica Mérida II, fue la única de este tipo de centrales en Generación VI con un Contrato Legado, aunque sólo cumplió con apenas el 38.67% de lo comprometido. Por el contrario, en el mismo complejo, la planta de Turbogás sobrepasó la generación programada, por un 413.7%. Debido a la falta de gas natural, las demás centrales de Turbogás tuvieron que funcionar en magnitudes sumamente mayores a los programados originalmente. En 2018, la planta Nizuc tuvo que generar un 355.8 % más de lo originalmente programado, la central de Cancún el 344.1%, Chankanaab el 215.4% y la central fronteriza con Belice de Xul – Ha el 477.3% (ASF, CFE Generación VI, 2019, pp. 39, 42, 43, 46, 64 y 65).

CENTRAL	FELIPE CARRILLO PUERTO (CICLO COMBINADO)	FELIPE CARRILLO PUERTO (TÉRMI-CA)	MÉRIDA II (TÉRMI-CA)	MÉRIDA II (TURBO-GÁS)	NIZUC (TURBO-GÁS)	CANCÚN (TURBO-GÁS)	CHANKANAAB (TURBO-GÁS)	XUL-HA (TURBO-GÁS)	PROMEDIO NACIONAL DE CENTRALES CONVENCIONALES DE CFE
---------	--	-----------------------------------	----------------------	-----------------------	-------------------	--------------------	------------------------	--------------------	--

100.- Sirve de referencia lo comentado en las páginas 93 a 96 de este capítulo, cuyo contenido se remite en gran parte al PAMRNTRGDMEM / PRODESEN, 2019 – 2033, pp. 170, 171, 228 y 229.

COSTOS DE GENERACIÓN (USD/KWh)	\$ 0.1798	\$ 0.2666	\$ 0.3137	\$ 0.4883	\$ 0.2428	\$ 0.3793	\$ 0.5164	\$ 0.5423	\$ 0.1785
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.1269	\$ 0.1428	\$ 0.1111	\$ 0.201	\$ 0.201	\$ 0.2116	\$ 0.2539	\$ 0.2275	\$ 0.1108
CONTRATO LEGADO	No	No	Sí	No	No	No	No	No	
PARTICIPACIÓN EN EL MONTO DE VENTAS	5.56 %	0.98%	0.35%	0.16%	1.05%	0.77 %	0.3145%	0.3927%	
POTENCIA INSTALADA	220 MW	75 MW	168 MW	30 MW	88 MW	102 MW	53 MW	72 MW	
ENERGÍA GENERADA	1,089.29 GWh	67.34 GWh	78.394 GWh	20.78 GWh	129.7 GWh	90.02 GWh	30.41 GWh	34.38 GWh	
FACTOR DE CARGA	56.52%	10.25%	5.32%	7.9%	16.82%	10.07%	6.55%	5.45%	
GENERACIÓN PROGRAMADA	-4.10%	-31.7%	-61.33%	413.7%	355.8 %	344.1%	215.4%	477.3%	
PORCENTAJE DE DIÉSEL SOLICITADO	88.2 %	92.8%	81.5%	87.4%	104.7%	114.8%	72.8%	127.3%	
PORCENTAJE DE COMBUSTÓLEO SOLICITADO	-----	64.3% del solicitado	63.4 %	-----	-----	-----	-----	-----	

Tabla 22: Desempeño de las centrales convencionales de CFE en la Península de Yucatán, 2018. Elaboración propia sobre la base de ASF, CFE Generación VI (2019, pp. 32-35, 37-43, 46, y 64 - 68).

En razón de que el complejo de Felipe Carrillo Puerto y la térmica de Mérida II no cumplieron con la generación programada, se observa que las centrales de turbogas tuvieron que compensar tal déficit y multiplicar de tres a cinco veces su producción original. Al respecto, sólo Nizuc, Cancún y Xul-Ha, funcionaron con más Diésel del solicitado. La central de Ciclo Combinado de Carrillo Puerto fue la única con un alto factor de carga y mayor participación en las ventas de la subsidiaria, aunque se entiende que otras centrales buscan evitar una mayor generación con fuentes emisoras de GEI.

Ante los altos costos de generación de algunas centrales de CFE, el sector privado argumenta que las subastas para el suministro básico a largo plazo suponen precios menores que los ofertados en el MEM, de acuerdo a lo fijado en las actas que declaran a los respectivos ganadores (Tablas 23 y 24)¹⁰¹. Es de recalcar, sin embargo, que en los fallos correspondientes no se incluyen los precios de compraventa de los CEL.

101.- Datos calculados a partir de los precios de cada una de estas centrales, fijados en pesos mexicanos y en MWh al año, disponibles en los Anexos A de las Actas de Fallos por los que se dan a conocer las ofertas

CENTRAL	TICUL I	TICUL II	CONCUNUL	SAN IGNACIO	KAMBUL
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.051	\$ 0.053	\$ 0.053	\$ 0.058	\$ 0.061
POTENCIA INSTALADA	189 a 207 MW	94 a 104 MW	70 MW	22 MW	30 MW
ENERGÍA PROGRAMADA	493.303 GWh	246.832 GWh	176.475 GWh	48.748 GWh	54.975 GWh
FACTOR DE CARGA ESPERADO	27.20%	27.09%	28.78%	25.3%	20.91%

Tabla 23: Estimación de precios de las centrales fotovoltaicas autorizadas en las subastas a largo plazo para el servicio básico en la Península de Yucatán, 2018. Elaboración propia.

CENTRAL	PROGRESO	CHACABAL I	CHACABAL II	TIZIMIN	GUNAA SICARÚ
PRECIO OFRECIDO EN EL MECP (USD/KWh)	\$ 0.06	\$ 0.054	\$ 0.054	\$ 0.061	\$ 0.037
POTENCIA INSTALADA	90 MW	30 MW	30 MW	86 MW	252 MW
ENERGÍA PRGRAMADA	275.5 GWh	113.2 GWh	117.69 GWh	291.9 GWh	818.26 GWh
FACTOR DE CARGA ESPERADO	34.94%	43.07%	44.78%	38.74%	37.06%

Tabla 24: Estimación de precios de las centrales eólicas autorizadas en las subastas a largo plazo para el servicio básico en la Península de Yucatán e Istmo de Tehuantepec, 2018. Elaboración propia.

De lo observado en las tablas anteriores, las plantas fotovoltaicas tienen un rango en el factor de carga estimado entre el 20% y 30% de su capacidad total, mientras que las eólicas entre el 35% y 45%. A consideración del factor de carga promedio de las plantas eólicas y fotovoltaicas (Conti et al., 2016, p. 89) se revela un alto compromiso de estas plantas de forzar su nivel de productividad, incluso ante casos de intermitencia por a disposición de la fuente primaria, como es el caso del sol o el viento. No obstante la ventaja que aparentemente ofrecerían tales precios, el desarrollo de algunas de estas centrales se ha visto truncado por inconformidades relacionadas con la violación al derecho de consulta de los pueblos originarios y los problemas sociales y ambientales derivados, por lo que las únicas en operación por el momento son Tizimin, San Ignacio y Kambul (Cap. 3., pp., 89 - 92).

Respecto a las otras centrales en las zonas de estudio para su participación directa en el MEM, actualmente, sólo se encuentra en operación la eólica Dzilam, aunque de esta no se tiene información sobre el precio ofertado. A pesar de ello, se deduce *a priori* que para tener un precio competitivo en el MECP, tendría que ofrecer uno similar al de las subastas para la cobertura con CFE Suministro Básico, es decir, entre \$ 0.037 USD/KWh y \$ 0.061 USD/KWh. Lo anterior debería aplicar de manera similar para las eólicas y solares pendientes al margen de las subastas. Sin embargo, puesto que estas

ganadoras en la primera y segunda subasta a largo plazo para el suministro básico emitidos por el CENACE el 31 de marzo y 28 de septiembre de 2016, respectivamente.

últimas centrales no forman parte de un contrato de cobertura eléctrica con CFE suministrador básico y, en caso de no contar con contratos de cobertura bilaterales con otros comercializadores y usuarios calificados¹⁰², sus precios deberían regirse por los costos marginales locales y los precios de nodos distribuidos del MDA y el MTR¹⁰³.

3.2.11.- Suministro de electricidad

Si se toma en cuenta las problemáticas expuestas de la Península de Yucatán en torno a la saturación de las líneas y el desabasto de gas natural, sobre todo por casos de mayor demanda durante el verano, los costos marginales locales y los precios de nodos distribuidos llegan a ser fijados por tecnologías menos eficientes (Cap.2, p. 36). Un ejemplo temporal de esta situación es lo observado en el Mapa 15, donde se aprecia la superioridad de los precios en nodos distribuidos promedios de las semanas 15 a 21 y 22 a 28 de julio de 2018, en el MDA, de la Península respecto a las demás regiones del país, con un precio promedio de \$ 0.2 a \$ 0.25 USD/KWh¹⁰⁴.

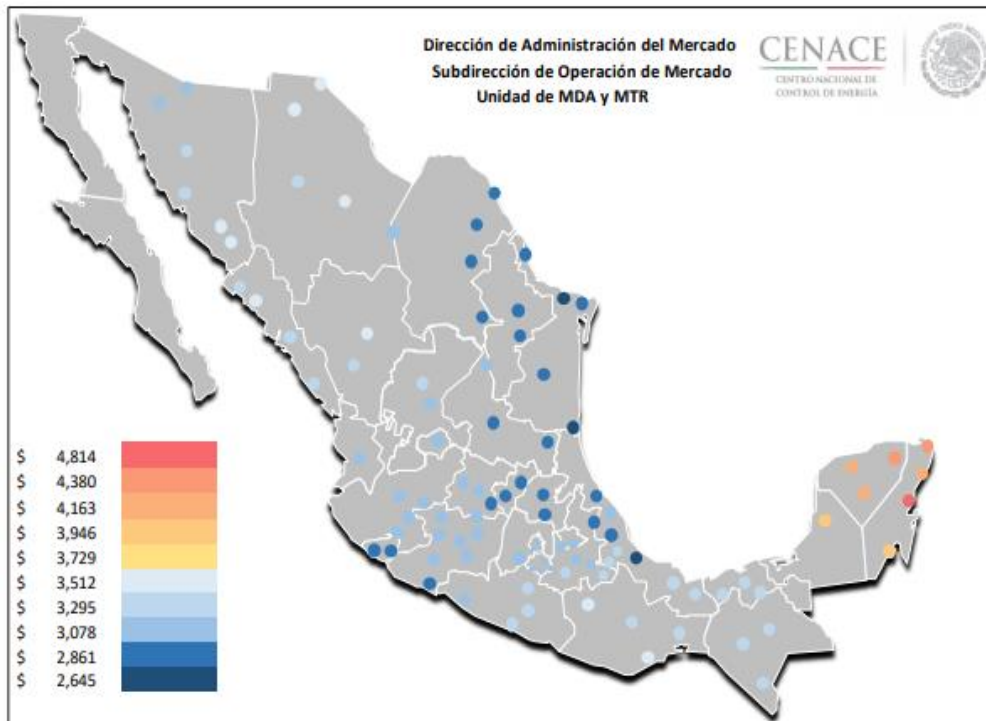
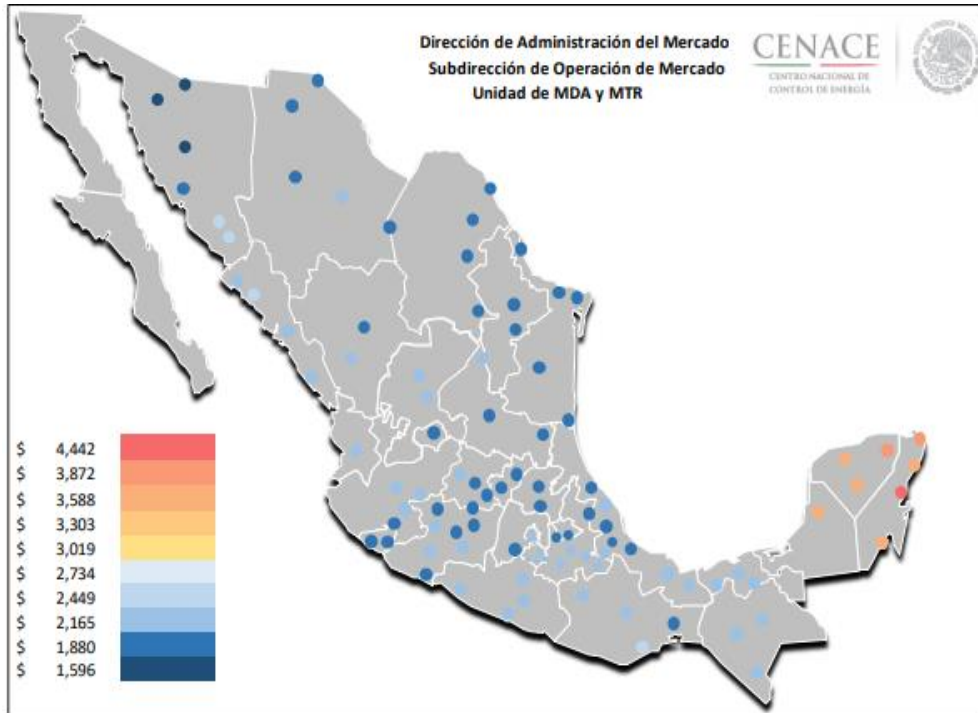
Al analizar específicamente uno de estos días, el 24 de julio de 2018, se observa un patrón general en donde, en algunas horas, los costos marginales y los precios de distribuidos en nodos de la Península alcanzaron valores equivalentes de \$ 0.16 a \$ 0.27 USD/KWh en el MDA durante las 17:00 y 23:00, mientras que en el MTR fue de \$ 0.26 a \$ 0.35 USD/KWh, en esas mismas horas¹⁰⁵. La razón por la que los precios en el MTR son mayores entre un 29.6 % y 62.5 % que los del MDA en la Península, se debe a que en este último no se toman en cuenta las fallas que, por las razones comentadas, obligarían a cubrir el resto de la demanda con las centrales menos eficientes y, por ende, fijar los costos marginales locales y precios de los nodos distribuidos a niveles más altos.

102.- La lista de las empresas que cuenten con contratos de cobertura eléctrica, se encuentra disponible en el siguiente enlace del portal del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ContratosCoberturaElectrica.aspx#>

103.- La lista de todas las empresas participantes en el MEM, se encuentra disponible en el siguiente enlace del portal del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx>

104.- Para conocer el desempeño semanal del MDA desde el 2018 hasta el presente, es posible visitar el siguiente enlace del portal del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SeguimientoSemanal.aspx>

105.- Para el seguimiento diario y por hora de los costos marginales locales y los precios en nodos distribuidos en el MDA y el MTR en toda la República, desde el 2017 hasta el presente, es posible consultar el siguiente enlace del portal del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>



Mapa 15. Promedio semanal de precios en nodos distribuidos del MDA, 2018. Semanas del 15 al 21 y 22 al 28 de julio (Lectura en orden descendente). Elaboración propia a partir del seguimiento semanal de desempeño y evolución del MEM, disponible en el portal digital del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SeguimientoSemanal.aspx>

3.2.11.1.- Inflación y subsidio

Al comparar en la tabla 20 los precios promedios de todas las divisiones tarifarias regionales de 2012 al primer cuatrimestre de 2019, las categorías incluidas en el sector doméstico tuvieron un aumento en la tarifa del 11.76 % con un valor equivalente a \$ 0.07 USD/KWh al final del periodo, las del sector comercial un aumento de 23.71% con un valor de \$ 0.19 USD/KWh, la de servicios públicos un 79.8% con un valor de \$ 0.2 USD/KWh, el de media tensión 38.78% con un valor de \$ 0.121 \$ USD/KWh y alta tensión un 26.56% con un valor de \$ 0.085 USD/KWh. El único sector que tuvo una disminución en su tarifa fue el agrícola, igual al 1.69% y con un valor de \$ 0.03 USD/KWh para el final del periodo (PRODESEN, 2019 – 2033, pp. 9–12).

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

Tabla 20. Precios medios por sector tarifario de 2012 a abril de 2019 (Pesos mexicanos por KWh). Sobre la base de PRODESEN 2019 – 2033 (p. 12).

Si se toma en cuenta que el promedio intersectorial tuvo un crecimiento del 27.33% y, de acuerdo a la calculadora del índice nacional de Precios al Consumidor del INEGI, se tuvo en el mismo periodo una inflación general del 32.15%, las tarifas que superaron dicho promedio fueron los sectores de media tensión y servicios públicos¹⁰⁶.

De acuerdo a la ASF, el aumento por debajo de la inflación de las categorías agrupadas, sobre todo en los sectores doméstico y agrícola, tiene una estrecha relación con el subsidio otorgado por el Gobierno Federal a CFE. En un ejercicio comparativo realizado durante la Auditoría en el desempeño de CFE Suministro Básico en 2018 (Tabla 21), se demostró que el precio medio de la electricidad suministrada a los usuarios finales en México fue \$ 0.02 USD/KWh más barato que el promedio de todo EUA. Empero, al

106.- Para acceder a la calculadora referida, es posible consultar el siguiente enlace: <https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/CalculadoraInflacion.aspx>

omitir el subsidio recibido por el Gobierno Federal (Cap. 3, p. 110), el promedio general del precio ascendería a \$ 0.02 USD/KWh más que el del país vecino del norte. Incluso el precio de venta establecido por la CREa los sectores comercial, de servicios públicos, mediana y gran empresa bajo “costos eficientes” en los que debería operar el sector, conforme al Acuerdo 058/2017, se fijaría en \$ 0.01 USD/KWh por arriba del promedio de EUA (ASF, CFE Suministro Básico, 2019, pp. 25, 31-33, 44-47, 58, 59, 95 y 96).

Precio Promedio del Servicio en México con Subsidio	Precio Promedio del Servicio en México sin Subsidio	Precio Promedio del Servicio en México a consideración de "costos eficientes"	Precio Promedio del Servicio en EUA
\$ 0.09 USD/KWh	\$ 0.13 USD/KWh	\$ 0.12 USD/KWh	\$ 0.11 USD/KWh

Tabla 21. Comparación entre el promedio de precios de venta de suministro básico con y sin subsidio frente a precio promedio de EUA. Elaboración propia a partir de la Auditoría realizada por la ASF a CFE Suministro básico (pp. 25, 30, 30-33, 37, 38, 44-47, 58, 59, 95 y 96).

Si bien la diferencia de menos de \$ 0.01 USD/KWh entre el costo real de la tarifa media general sin el subsidio y la tarifa bajo costos eficientes fijada por la CRE parece no tener importancia, la misma es producto de deficiencias de las subsidiarias de CFE. Estas deficiencias se traducen en las pérdidas de 7,773.8 GWh equivalentes al 2.5% de todo lo transmitido en 2018; 31,455.3 GWh por distribución en las que un 34% se deba a falta de mantenimiento y 66% en el robo o errores en la medición y facturación; la falta de recuperación en los costos de generación del 25.5% de las subsidiarias de CFE en virtud de los precios fijados por los contratos legados con CFE Suministro Básico¹⁰⁷; y la ya expuesta determinación de costos marginales y precios nodales por centrales obsoletas o altamente contaminantes para cubrir los periodos de alta demanda, como en el caso de la Península de Yucatán. (ASF, CFE Suministro Básico, pp. 30, 37, 38, 44 y 45)¹⁰⁸.

Son esas las deficiencias técnicas y comerciales que se encarga de cubrir el subsidio dirigido a los sectores domésticos y agrícolas. De acuerdo a la ASF, del total del subsidio que recibió CFE Suministro Básico en 2018 (Tabla 22), el apoyo del Gobierno Federal representó el 59.57%, de manera que el 41.43% restante tuvo que ser financiado

107.- De las centrales legadas señaladas en las páginas 111 a 117 de esta tesis, CFE Suministro básico no recuperó el costo de \$ 0.0317 USD/KWh de la hidroeléctrica de la Angostura, ya que realizó con un pago equivalente a \$ 0.0158 USD/KWh (ASF CFE Generación IV, 2019, p. 36), aunque tal como se mencionó, los ingresos totales correspondieron al precio ofertado en el MECP, de \$ 0.0952 USD/KWh. El suministrador tampoco cubrió los costos de la central Térmica Mérida II, equivalentesa \$ 0.3137 USD/KWh, y del cual sólo pagó \$ 0.1756 USD/KWh (ASF, CFE Generación VI, 2019, p. 35). El caso de esta última central resulta peculiar puesto que su precio de venta en el MECP, de \$ 0.1111 USD/KWh, fue menor a los costos de producción e incluso al pago realizado por el suministrador en virtud del contrato legado.

108.- El déficit de recuperación de costos de generación se observó incluso en la venta al MECP por parte de las centrales de turbogas, térmicas y de ciclo combinado sin contratos legados en la península de Yucatán, como se observa en las páginas 115 y 116 de esta tesis (ASF, CFE Generación VI, 2019, p. 37).

por las subsidiarias de CFE en generación, transmisión y distribución, lo que podría considerarse como subsidios “cruzados” al interior de la EPE¹⁰⁹.

Subsidio otorgado por el Gobierno Federal	Cargo por demanda garantizada en el servicio de transmisión	Cargo por demanda garantizada en el servicio de Distribución	Déficit de subsidiarias de generación de CFE por contratos Legados	Total
\$ 4,307.14 MD	\$ 1,057.05 MD	\$ 1,327.57 MD	\$537.56 MD ¹¹⁰	\$ 7,229.32 MD

Tabla 22. Subsidios otorgados a la CFE Suministro Básico en 2018. Elaboración propia a partir de la Auditoría realizada por la ASF a CFE Suministro básico (2019, pp. 27-30, 66, 84 y 92); CFE Corporativo (2019, pp. 8,9 y 67); CFE Transmisión (2019, pp. 28, 29, 50, 56 y 57); y CFE Distribución (2019, pp. 28, 29, 58, 59 y 66).

La mayor parte de estos incentivos, fue la transferencia de recursos de estas subsidiarias con fundamento en Contratos de “Cargo por Demanda Garantizada” (ASF, CFE Suministro Básico, 2019, pp. 27-30, 84 y 92). Estos acuerdos internos implican que CFE suministro básico cobra a las otras subsidiarias una cantidad fija de dinero con el fin de asegurarles un nivel mínimo de demanda de electricidad. Para el caso de CFE Transmisión, la subsidiaria financió bajo este concepto en 2018 hasta el 31.6%, de los ingresos obtenidos por la tarifa de su servicio. Por parte de CFE Distribución, este tipo de transferencias fueron igual al 24 % de sus ingresos totales (ASF, CFE Transmisión, 2019, pp. 28, 29, 56; y 57 y ASF, CFE Distribución, 2019, pp. 28, 29 y 66).

En opinión de la ASF, estos mecanismos de apoyo inciden directamente en el otorgamiento de una ventaja competitiva inequitativa de CFE Suministro Básico frente a los demás suministradores calificados, entre ellos la filial de la EPE competente, aparte de ser la única empresa que opera en el servicio básico. Las transferencias otorgadas por las demás subsidiarias a costa de sus finanzas, hacen suponer para la ASF que, en la práctica, no existe la estricta separación legal e independiente entre las distintas empresas que la conforman. En este contexto, surge el cuestionamiento sobre los costos de oportunidad de las demás subsidiarias para la inversión en infraestructura y mantenimiento de sus respectivas instalaciones. Al mismo tiempo, surge en contraposición otra interrogante sobre el impacto que tendría la reducción imprudente de estos apoyos en la tarifa para el servicio doméstico y agrícola (ASF, CFE Transmisión, 2019, pp. 28, 29, 50, 56 y 57; ASF, CFE Distribución, 2019, pp. 28, 29, 58, 59 y 66).

109.-Para un análisis profundo sobre los subsidios cruzados dentro de la CFE y las recomendaciones para reducir su uso, es posible revisar las auditorías de desempeño de 2018 realizadas por la ASF a CFE Corporativo (2019, pp. 8,9, 65 a 71, 106-108, 113-115 y 120) y CFE Suministro Básico (2019, pp. 8, 9, 12, 25-30, 42-58, 78 y 89 a 97).

110.-El resultado de esta cifra es producto de la diferencia entre el total del subsidio registrado por la ASF y los apoyos otorgados por el Gobierno Federal junto con los cargos de demanda garantizada contraídos por CFE Transmisión y Distribución.

3.2.12.- Acciones del actual gobierno federal

Desde diciembre de 2018, la administración actual ha declarado que el aumento constante de los precios del servicio se debe a diversas circunstancias mencionadas en este trabajo que la reforma de 2013 no ha podido resolver en toda la cadena productiva. Por tal motivo, ha manifestado su compromiso para controlar, en el plazo inmediato, el aumento de las tarifas de suministro a un ritmo igual o menor al de la inflación y eventualmente, apreciar una reducción atribuible a la ampliación de la capacidad de generación, transmisión y distribución de CFE¹¹¹. Esto prescindiría de gradualmente de los subsidios cruzados y apoyos del Gobierno Federal. Aunque no se ha especificado el periodo de inflación a tomar como referencia, si se considera como punto de partida el mes de inicio de su gobierno a septiembre de 2020, la inflación ha crecido un 4.7%, con una tasa promedio mensual de 0.23%, de acuerdo a la Calculadora del INEGI¹¹².

Con base en los oficios SE-300/123509/2018, SE-300/126222/2018, SE-300/123381/2019, SE-300/126695/2019 y SE-300/80948/2020 se observó incluso una disminución en la subtarifa por cargos variables por energía y capacidad de un aproximado de 8 % en prácticamente todas las categorías tarifarias en las regiones del Sureste y Peninsular. Por su parte, la subtarifa por operación del CENACE tuvo una reducción del 12% a nivel nacional. Como se aprecia, estas reducciones fueron en contrarias a la inflación entre diciembre de 2018 a septiembre de 2020. Sin embargo, en otras subtarifas, se apreció un aumento mayor al de la inflación en el mismo periodo: en cuanto a la Distribución se observa un aumento intersectorial entre 5 % y 5.5% en la península, en el sureste el promedio tuvo un aproximado de 3% y la subtarifa de operación del suministro básico en ambas regiones fue de 6.5%.

A reserva de los reportes anuales de CFE y las Auditorías de desempeño de 2019 y otras fuentes oficiales pendientes por publicarse, la aparente desaceleración en el aumento tarifario coincide con el mantenimiento de subsidios otorgados por el Gobierno

111.-Conferencias matutina en Palacio Nacional del 27 de agosto y 9 de diciembre de 2019 y la gira del Presidente de la República en Jalapa, Tabasco, 14 de diciembre de 2019.

112.- Las tarifas fijadas durante los meses posteriores de 2018, los meses de 2019 y lo registrado actualmente en 2020 pueden consultarse en el enlace <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx> del portal electrónico de CFE.

Federal (Cap. 3, p. 110). Sin perjuicio de ellos, el Presidente López Obrador ha externado su opinión sobre la existencia de otros subsidios a generadores y usuarios privados respecto al uso de las RNT, a costa de CFE en el servicio público de transmisión¹¹³, de manera que ha considerado aumentar las tarifas del servicio.

En relación a ello, el sector privado ha asegurado que CFE contempla la posibilidad de aumentar el 50% de la tarifa por costos de transmisión a todas las centrales privadas generadoras de energía¹¹⁴. Esta presunta propuesta, hecha por CFE y dirigida a la CRE, el CENACE, la SENER y la SHCP, buscaría otorgar preferencia a las centrales generadoras de CFE sobre las privadas en la inyección de energía a las RNT y RGD. Esto provoca cierto descontento entre el sector privado respecto a un mayor control de la EPE sobre las tarifas que debiera establecer la CRE y también consideran que es un incentivo menos a la inversión en nuevos proyectos renovables con costos de generación económicos. Entre los incentivos que estos proyectos basan sus inversiones son tales costos de transmisión, de manera que un aumento en ellos encarecería sus márgenes de ingresos y provocaría riesgos en el aumento a las tarifas a los usuarios finales. Independientemente de la veracidad o no de la supuesta medida, el Presidente aseguró el 21 diciembre de 2019 que si el sector privado no está dispuesto a invertir lo suficiente durante su mandato, la EPE se encargaría de generar y comercializar el 70% de energía.

Con base en las publicaciones en el DOF hechas por CFE Transmisión sobre las actualizaciones tarifarias fijadas por la CRE en el servicio, se observa lo siguiente:

Tarifa para generadores interconectados a la RNT	2018	2019	2020	Tarifa para consumidores interconectados a la RNT	2018	2019	2020
Nivel de tensión igual o mayor a 220 KV (USD/KWh)	\$ 0.00292	\$ 0.00306	\$ 0.0031	Nivel de tensión igual o mayor a 220 KV (USD/KWh)	\$ 0.003682	\$ 0.003862	\$ 0.003899
Nivel de tensión menor a 220 KV (USD/KWh)	\$ 0.0053	\$ 0.00556	\$ 0.00561	Nivel de tensión menor a 220 KV (USD/KWh)	\$ 0.008386	\$ 0.008798	\$ 0.008883

Tabla 23. Tarifas fijadas para los generadores y consumidores de la RNT en 2018, 2019 y 2020. Elaboración propia a partir de las publicaciones de CFE Transmisión en el DOF el 29 de enero de 2018, 22 de enero de 2019 y 20 de enero de 2020.

113.-Conferencia del Presidente de la República del 8 de enero de 2020.

114.- Dicho temor por parte del sector privado ha tenido espacio de difusión en las siguientes fuentes periodísticas: Webber J., 2019, 21 de diciembre, "Mexicoplanscrackdownonprivateelectricitymarket", *Financial Times*; Stillman A., 2019, 23 de diciembre, "Esto es lo que debes saber sobre el 'golpe' que alista CFE a la IP con incremento a tarifas de transmisión", *Bloomberg/El Financiero*; CFE prepara 'golpe' a sector eléctrico privado con aumento a tarifas de transmisión: *Financial Times*", 2019, 21 de diciembre, *El Financiero*; y "Si sector privado no invierte para más energía eléctrica, CFE lo hará: AMLO", 2019, 21 de diciembre, *Notimex y Forbes*.

Respecto a las tarifas que CFE cobra a los generadores interconectados a un nivel de tensión igual o mayor a 220 KV, se aprecia una tasa de crecimiento en la tarifa de 4.88% de 2018 a 2019 y de 1.04 % de 2019 a 2020. Para los generadores interconectados a un nivel de tensión menores a 220 KV, la tasa de crecimiento en la tarifa fue de 4.88% de 2018 a 2019 y de 0.95 %de 2019 a 2020. Las tarifas incluyen a todos los generadores del MEM y las inyecciones de energía asociadas a importaciones.

En la tarifa a consumidores del suministro a través de un nivel de tensión igual o mayor a 220 KV, se aprecia una tasa de crecimiento de la tarifa de un 4.88% de 2018 a 2019 y de 0.95 % de 2019 a 2020. En la tarifa a consumidores del suministro a través de un nivel de tensión menor a 220 KV, se registró una tasa de crecimiento de la tarifa de un 4.91% de 2018 a 2019 y de 0.96 % de 2019 a 2020. La tarifa a los consumidores aplica para todos los Usuarios Calificados, Suministradores, Comercializadores en el MEM y extracciones en el último punto de conexión nacional vinculado a exportaciones.

De los dos párrafos anteriores se observa que las tarifas para los generadores interconectados a líneas con un nivel de tensión igual o mayor a 222 KV representan aproximadamente el 55% de las tarifas asignadas a los generadores conectados a líneas con un nivel de tensión menor a 222KV. Para el caso de los consumidores de alta tensión, su tarifa equivale a un 43% aproximado de aquella fijada a los consumidores con un nivel de tensión menor. Aunque esta información no revela las facilidades económicas otorgadas a centrales privadas o públicas en el uso de la transmisión, se observa que la actualización de la tarifa a generadores y consumidores en ambos tipos de tensión, ni siquiera sobrepasó el aumento de un 1.05% entre los años 2019 y 2020.

3.2.13.- Mercado de certificados de energías limpias

Conforme a lo señalado en la página 41 de este trabajo, los CEL han constituido otro mecanismo relevante para la transición energética planteado por la reforma de 2013, cuya comercialización comenzó en 2018, aunque sólo de manera bilateral o mediante asignación en subastas¹¹⁵. En vista a que un solo CEL acredita la generación de 1 MWh de energía considerada como “limpia”, de acuerdo a los términos del artículo 3, fracción XXII de la LIE, la SENER debe determinar la proporción anual por cada suministrador,

115.- De acuerdo al correo electrónico recibido el 4 de agosto de 2020 ante la consulta particular registrada con clave I-405219, la Mesa de Ayuda de la CRE informó que el mercado mayorista de CEL aún se encuentra inoperante, por lo que los precios y cantidades acordados bilateralmente no son reportados a la Comisión.

usuario calificado y demás participantes del mercado. En 2015 la SENER fijó un 5 % para 2018 y en 2016 un 5.8% para 2019. Posteriormente en 2017 fijó para los años 2020, 2021 y 2022 un 7.4%, 10.9% y 13.9%, respectivamente (PRODESEN, 2018–2032, p. 7).

El mecanismo principal para promover la emisión de estos certificados han sido las subastas a largo plazo para el suministro básico. De acuerdo a las ofertas de compras de CEL y los fallos que reconocen a los ganadores de las subastas durante los próximos veinte años¹¹⁶, en la primera se aceptó la compra de 5.3 millones de CEL con precios de \$ 15.08 USD/MWh. En la segunda se aceptó la compra de 9.275 millones de CEL por precios de \$ 11.11 USD/MWh. Por su parte, en la tercera la aceptación fue de 5.4 millones con una oferta de \$ 7.35 USD/MWh. Respecto al porcentaje de CEL en los proyectos en las Zonas de Estudio, las centrales eólicas y fotovoltaicas en Yucatán tendrían que acreditar 1,802,440 MWh de energía limpia, es decir el 33.49% de los CEL aprobados en la primera subasta. Por su parte, la eólica de Oaxaca debería avalar 818,264 MWh de energía limpia, o sea el 8.82% del total de la segunda subasta.

De acuerdo a las últimas actualizaciones disponibles en el portal de la CRE¹¹⁷, durante el primer año vigencia, en 2018, se otorgaron 6,899,520 de estos certificados, para 2019 se registraron 14,252,897 adicionales y para abril de 2020 se han otorgado otros 6,840,307. Para julio de 2020, se registraron 91 generadores, entre ellos las subsidiarias de CFE Generación III, V (Generadores PIE) y VI. A nivel regional de las zonas de estudio, con base en lo expuesto en este capítulo (pp. 89 – 92, 116 y 117), las centrales actualmente operantes de San Ignacio, Kambul, Tizimín, Progreso y Dzilam¹¹⁸ representarían la aportación de 915,465 CEL¹¹⁹.

116.- Las ofertas de compras y fallos que reconocen a los ganadores de las subastas a largo plazo aceptadas por el Suministrador de servicios Básicos se encuentran disponibles en el siguiente enlace: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>. Como apoyo complementario, se tomó en cuenta la información disponible en el Reporte Anual de CFE de 2018 (pp. 195 y 294); y el Informe Anual CFE, 2017 (pp. 122 a 124).

117.- Enlace electrónico de fecha 4 de agosto de 2016, disponible en el portal de la CRE: <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/certificados-de-energias-limpias-51673>

118.- En cuanto a la central Dzilam, no se tienen datos de los CEL a aportar ya que no se autorizó dentro de los contratos emanados por las subastas de largo plazo. Sin embargo, si se toma en como referencia la central de Tizimín, con una capacidad similar y un factor de carga de 38.74%, la cantidad de CEL estimados que aquella debería emitir rondarían en un aproximado de 244,340.

119.- Respecto a las centrales eólicas de autoabastecimiento en el Istmo, no se tiene información institucional sobre su migración al régimen de generador participante en el MEM o sobre posibles instalaciones que hayan sido excluidas del respectivo contrato de interconexión legado para incluirlas en contratos de interconexión participantes en el MEM.

Dada la importancia que tenían las subastas para la comercialización de CEL, el sector privado considera que la suspensión de la cuarta subasta representa, además de riesgo contra el incipiente mercado de estos certificados, un déficit de CFE suministro básico por un estimado de entre 24.7 a 46 millones de CEL para el periodo 2021-2024 y una penalización de hasta \$ 228.2 USD por falta de acreditación de energía limpia, de acuerdo al artículo 165, fracción IV, inciso c) de la LIE respecto a la fijación de multas¹²⁰. Si se toma en cuenta que el consumo final en 2018 fue igual a 268,811 GWh y CFE suministro básico vendió 218,083. 2 GWh (Cap. 3, p. 93), o sea el 81.12 % del suministro total, significa que la subsidiaria tuvo que haber cubierto hasta 10.9 millones de CEL de los 13.4 millones que todos los participantes del mercado tendrían que acreditar por concepto del 5% requerido para dicho año. En cambio, conforme a lo señalado dos párrafos arriba, en 2018 sólo se otorgaron cerca de 6.9 millones CEL entre todos los participantes, es decir, apenas el 51.49% del total fijado en este mercado.

Ante tal panorama, los Lineamientos que establecieron originalmente, en 2014, los criterios para el otorgamiento de CEL, junto con la LTE, ya habían contemplado ciertos mecanismos para evitar sanciones económicas y diferir el cumplimiento anual de las obligaciones de energías limpias. En un principio, los participantes podrían posponer durante los 2 años siguientes la liquidación de hasta el 25% de sus compromisos anuales de energía limpia por un incremento del 5% sobre lo diferido (Numeral 25 de los Lineamientos publicados en el DOF, el 31 de octubre de 2014). En un segundo plano, el artículo Vigésimo Segundo transitorio de la LTE establece un Mecanismo de Flexibilidad aplicable entre el periodo de 2018 a 2022. Este consiste en que los participantes obligados pueden diferir por 2 años la liquidación de CEL pendientes hasta por el 50% de lo comprometido anualmente, siempre que la CRE determine que el número total de CEL registrados no cubra al menos el 70.0% del monto obligado por cada uno de los 2 años, supuesto que encuadraría con lo obtenido en 2018.

No obstante, la SENER y CFE, optaron por una estrategia que permitiera evitar a la EPE posibles multas en el futuro y reducir los precios de los CEL con el fin de percibir paulatinamente un impacto positivo en las tarifas del suministro básico. Con el Acuerdo emitido por la SENER, publicado en el DOF, el 28 de octubre de 2019 que modifica

120.- Entre las diversas fuentes que aseguran tal riesgo, es posible consultar artículos periodísticos como "Península de Yucatán candidato para la primera subasta regional: Iniciativa Climática de México", 2019, 19 de septiembre, *Energía hoy*; al igual que el trabajo de investigación realizado por Vázquez, (2020).

los criterios para el otorgamiento de CEL, la administración actual busca que las centrales legadas de CFE puedan ser titulares de CEL sin tener que demostrar a la CRE proyectos de ampliación o repotenciación posteriores a 2015, como se había establecido en los Lineamientos de 2014. En el caso de considerar la generación total de 2018 proveniente de todas las centrales limpias de CFE en 2018, estas podrían respaldar hasta 37.263 millones de CEL. Con esta cantidad, CFE podría haber cubierto ese año el 17.08% de su suministro, lo que le permitiría tener excedentes para su venta a otros participantes del mercado ya que, al mismo tiempo, habría acreditado ella sola el 13.86% de todo el MEM.

Para tener una idea de la importancia que tendrían las centrales limpias de CFE en las zonas de estudio para la acreditación de CEL, se hace la siguiente estimación con el uso hipotético de los datos de 2018: Las 5 hidroeléctricas en Chiapas, podrían respaldar 11.53 millones de CEL, suficientes para acreditar el 5% ordenado por la SENER en ese año y tener un ligero excedente para ventas en el MEM. Por su parte, los 6 parques eólicos de PIE administrados por CFE Generación V en Tehuantepec podrían acreditar 2.02 millones de CEL. Esto quiere decir que ambas zonas en conjunto serían capaces de cubrir alrededor del 36.36% de la totalidad de CEL acreditados por CFE, e incluso superar entre ambas las metas originales de los lineamientos de 2014¹²¹.

Dicha estrategia provocó nuevamente el descontento del sector privado, quienes han conseguido en algunos casos la suspensión provisional y definitiva del acto de autoridad, en virtud de los más de 20 juicios de amparo promovidos. El argumento de las empresas demandantes es que a partir de 2014 ya existía cerca de 20% de generación limpia, por lo que, si bien la LIE no lo especifica, la esencia original de los CEL era precisamente incentivar la creación de nuevas centrales hasta completar la meta del 35% de generación en 2024. Entre las principales empresas inconformes se encontraban ENEL, Acciona, Iberdrola, IEnova, el Consejo Coordinador Empresarial, la Confederación de Cámaras Industriales, Cogenera México, la Academia Mexicana de Derecho Energético y las asociaciones mexicanas de energías solar, eólica e hidroeléctrica

En ese sentido, las demandantes consideran que la acreditación de CEL sobre la generación total de las centrales legadas, en primer lugar, desincentivaría la inversión pública y privada en nuevas plantas renovables, ya que la gran mayoría de los CEL sería

121.- Estos resultados fueron determinados con base en los datos ofrecidos por las auditorías de desempeño realizadas por las ASF a las empresas subsidiarias de CFE en 2018 y expuestos en el subtema 3.2.10.

vendido por las centrales de la EPE sin necesidad de nuevos proyectos de ampliación. En el caso del año 2018, CFE Suministro Básico habría acreditado el 5% reglamentado, mientras que el 12.08% restante acreditado por CEL podrían haberse convertido en excedentes de venta. En segundo, tal excedente provocaría una sobreoferta de CEL que llevaría a la devaluación de sus precios, de manera que también repercutirían en potenciales pérdidas en los más de \$ 9 MMD de ingresos para las plantas o proyectos de repotenciación privados planeados con base en atractivos financieros fijados después de 2015, además de la fuga de inversiones para nuevas centrales¹²².

Como contra parte, la SENER y CFE consideran que, además de tratarse de una medida que modifica una disposición administrativa pero sin violar el contenido de la ley, permitirá una competencia entre la EPE con las demás generadoras en igualdad de condiciones, misma que no afectará el precio fijado para la compra de CEL en contratos previamente acordados como los de las subastas a largo plazo. De ser el caso, el impacto de la medida tendría que ver realmente con la reducción del precio de los CEL en los próximos contratos de cobertura a firmar, así como en el aún pendiente mercado abierto.

Cabe mencionar que, en su respectiva entrevista, el Dr. Ventura estimó que la acreditación de CEL de energía limpia proveniente del extranjero será uno de los temas a tratar próximamente. Hasta el momento no es posible certificar su procedencia en las transacciones regionales, pero cada vez hay un mayor interés. De hecho, una de las iniciativas que empieza a discutirse en Centroamérica es la conformación de un corredor de energías limpias, que, con la participación de México, podría convertirse en un corredor mesoamericano. Esta propuesta cuenta con el apoyo de la Agencia Internacional de las Energías Renovables.

122.- Además del Acuerdo Publicado en el DOF, el 28 de octubre de 2019, por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014, sirve como consulta la publicación del 18 de agosto de 2016 sobre Preguntas Frecuentes sobre los CEL disponible en el enlace <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias> del portal electrónico de la CRE, además de las siguientes fuentes hemerográficas: Juárez U., 2019, 8 de octubre, Sener quiere meter CEL de centrales legadas al mercado eléctrico, *Energía a debate*; Incertidumbre detendría inversiones por 9,000 millones de dólares, advierte el Consejo Coordinador Empresarial, 2019, 29 de octubre, *CNNExpansión*; García K., 2019, 7 de noviembre, Sener da pie a cumplir de forma irreal meta de energía limpia, *El economista*; Otorgar certificados de energía limpia a CFE simula cumplimiento de metas; presentaremos 14 amparos: AMDEE, 2019, 20 de noviembre, *Aristegui Noticias*; Sígler E., 2019, 22 de noviembre, Un juez suspende los cambios a los certificados de energías limpias, *CNNExpansión*; Sígler E., 2019, 25 de noviembre, CFE acusa multa fantasma de 2,000 mdp por los certificados de energías limpias, *CNNExpansión*; Solís A., 2019, 25 de noviembre, Los certificados de energía limpia impactaron tarifas eléctricas: CFE, *Forbes México*;

CAPÍTULO 4.-NORMATIVA REGIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1.- Condiciones generales de la región

En este capítulo se abordaránse expondrán diversas unidades que midan las variables planteadas en cuanto al regionalismo estratégico: el fortalecimiento político y económico de México en Mesoamérica a través del proceso de interconexión eléctrica regional. La misma se sustenta fundamentalmente por Tratados Internacionales y foros de discusión y cooperación intergubernamentales regionales para el desarrollo sostenible. Vale conocer previamente las condiciones generales en las que se ha desenvuelto esta integración para un mayor entendimiento de las variables dependientes sobre el fortalecimiento político y económico de México en la región, de acuerdo al marco teórico.

La región mesoamericana dispone de una abundante diversidad de fuentes primarias de energía renovable. En contraste, comparten precarias condiciones de marginación social y desigualdad económica que han causado altos índices de migración e inseguridad (Velasco, 2007, pp. 147-169; y Fernández, 2012, pp. 89 - 90). Asimismo, por su posición geográfica, es proclive de riesgos ante contingencias naturales como lluvias torrenciales, sequías, incendios o terremotos, que obligan a los países que la conforman a coordinar una agenda común de adaptación frente al cambio climático bajo una perspectiva social (Salido, 2015, p. 18). Por tales motivos, la cercanía y similitud de estos problemas han provocado un interés compartido en el fomento del desarrollo sostenible a través de la cooperación e Integración regional. Entre la variedad de temas, se ha contemplado mejorar el servicio eléctrico mediante la reducción de costos del suministro y de emisiones de GEI, aumentar el acceso al servicio y evitar pérdidas técnicas y no técnicas en toda la cadena productiva. Estos objetivos se han concretado en acuerdos para el desarrollo de infraestructura eléctrica (Salido, 2015, pp. 111 y 112).

En razón del peso macroeconómico de México en la región, este país se presenta como un socio importante para la inversión y el comercio con Centroamérica (Furlong y Netzaualcoyotzi, 2015, p. 33) en el sector eléctrico, aunque con sus propias problemáticas. Esto tiene relación con problemas mencionados en el Capítulo 2 de esta tesis sobre las variables estructurales nacionales desde una perspectiva sostenible (Del Río et al., 2016, p. 35). Surge entonces la necesidad de valorar la relación entre las estrategias de

importación - exportación con Centroamérica frente a las necesidades del consumo interno en el sur del país.

4.1.1.- Factores determinantes en la política regional de México

Algunos aspectos estratégicos generales de México en su política regional influyeron en su política particular de integración energética con los países del sur. Desde finales de la década de los setenta, México ya contaba con intereses para mantener la estabilidad regional como fue el caso de la pacificación llevada por Grupo Contadora (Figuroa, 2016, pp. 211 y 250 – 263 y Alcázar, 2011, p. 83). Asimismo, en el marco del Acuerdo de San José de 1980, se emprendió una política energética basada en la cooperación para el desarrollo mediante el suministro petrolero y el otorgamiento de créditos preferenciales financiados por las ventas de hidrocarburos para desarrollar infraestructura en servicios básicos (Bosco, 2008, p. 26; Vautravers, 2008, pp. 755 – 760; y Figuroa, 2016, pp. 234-240). En contraste al contexto de la guerra fría, estos acuerdos no discriminaban afiliación política y prohibían la agresión entre los participantes (Figuroa, 2016, pp. 344-350). En palabras de Páez (2013, p. 106), se puede afirmar que al menos entre 1979 a 1986 fue el periodo en el que México ejerció la diplomacia de *“mayor independencia relativa con respecto a la política exterior norteamericana”*.

Una vez conseguida la pacificación en Centroamérica (Figuroa, 2016, p. 264) y a partir del cambio de paradigma del modelo ISI a uno de apertura e integración comercial alentada por la suscripción del TLCAN, se apreció en las dos décadas posteriores una política mexicana que le permitiría nuevas opciones de mercado mediante los TLC como el Grupo de los Tres¹²³ con Colombia y Venezuela en 1994 (Vautravers, 2008: p. 763) y, posteriormente, con los países de Centroamérica de manera bilateral (CEPAL y SICA, 2007, p. 43 y Abreu y Nolan, 2014, pp. 266-269) hasta culminar en un acuerdo único en 2011 (Soto y Morales, 2014, pp. 233, 238, 239 y 240 y Del Alizal, 2014, p. 151)

Con la transición al modelo económico de apertura de mercados, EUA alentó la formación de una zona de libre comercio en todo el continente americano (Mellado, 2009a, pp. 22 - 24) con la aplicación de una política exterior afín al regionalismo estratégico, planteado en el marco teórico de esta tesis. Esta zona permitiría impulsar sus

123.- La prioridad energética de este Grupo para la materia fue construir un espacio para el desarrollo energético sobre la base extractiva de carbón, gas y petróleo (Giacalone, 2015, Pág. 3)

intereses de acceso a mercados y recursos naturales del territorio mediante sus ETN, misma que buscó institucionalizarse como el Área de Libre Comercio de las Américas. A pesar de la disidencia de los miembros del MERCOSUR¹²⁴ y Venezuela en 2005 (Soto y Morales, 2014, p.235), este espacio de integración hemisférica fue sustituido por TLC bilaterales entre EUA y otros países de la región (Briceño, 2006a, pp. 40 y 41).

Después de los ataques del 11 de septiembre de 2001, la estrategia comercial de EUA para el acceso a los recursos fue reforzada por mecanismos en pro de una supuesta seguridad regional para atender los problemas del crimen organizado y evitar posibles ataques terroristas desde la frontera sur (Preciado y Villarruel, y 2016, pp. 287 - 292). Naturalmente, estos acuerdos fueron considerados por parte del entorno académico y político como un regionalismo sujeto a los intereses de expansión comercial y seguridad nacional de EUA (Fernández, 2012, pp. 92- 96; Sandoval, 2006, 240 y 241; 2007, pp. 128-130; 2014, 157 – 162, 173 y 174; y M. Rodríguez, 2016: 101 – 109), con capacidades de acción represiva a sectores sociales marginados o disidentes de este modelo, incluido gobiernos (Furlong y Netzaualcoyotzi, 2015, pp. 61 y 62; y Delgado, 2016, pp. 137–140).

La estrategia estadounidense en la región es observable, en primer lugar, con la vigencia del TLCAN y los TLC entre EUA con los países andinos y de Centroamérica. En segundo, con la aprobación de acuerdos que abogan por la seguridad regional y pretenden legitimar su complementación con el libre mercado, como es el caso de la Iniciativa Mérida, Iniciativa de Seguridad Regional para América central, la Iniciativa de Seguridad para la Cuenca del Caribe y el Plan Colombia. La compatibilidad de estos acuerdos fue reconocida por el PPP–PIDM (Preciado y Villarruel, 2007, pp. 91-111; 2016, pp. 304 y 305; Sandoval, 2014, pp. 157 y 158; y Blackmore y Pellicer, 2011, pp.20 y 30).

La influencia continental de EUA condiciona a México a buscar una política regional asertiva a favor del interés nacional pero sin ocasionar una confrontación de intereses con el país vecino del norte (Saltamacchia, 2011, pp. 69-71). Bajo tal lógica, México considera a Centroamérica como un espacio donde puede poner a prueba su influencia económica mediante estrategias comerciales, así como su influencia política mediante la cooperación para el desarrollo (Soto y Morales, 2014, p. 237 y Cairo y Rocha, 2007, p. 31). Es así, que la política regional de México puede verse condicionada por la

124.- De este organismo opositor, Brasil ejerció otra política con ciertos rasgos identificados con el regionalismo estratégico, al promover la formación de un mercado común que permitiera sumar fuerzas entre los miembros para evitar la influencia de otros competidores internacionales y, al mismo tiempo, asegurar su predominio productivo dentro de ese mercado regional (Mellado, 2009a, p. 24).

presión de los estrategias geopolíticas y geoeconómicas de EUA (Rocha, 2007, pp. 128-144; Fernández, 2012, pp. 98 y Velázquez y González, 2016, pp. 169 - 171).

Existe otra relación de libre comercio entre México con países miembros de la UE¹²⁵ que les permite a estos competir en el mercado regional (Vázquez y Sepúlveda, 2016, p. 201). Específicamente, en el sector eléctrico se observa una importante influencia de las ETN provenientes en su mayoría de EUA, Canadá y Europa en el sur de México y el resto de la región (Furlong y Netzaualcotzi, 2015, p. 29). De manera similar, en las últimas décadas los países del pacífico asiático han promovido acuerdos comerciales que le permiten una activa participación en el mercado energético, como se vio en el caso de Japón y China en el sur de México¹²⁶.

En este contexto definido por las relaciones regionales y extrarregionales, desde la década de los noventa, México propuso formar el MDCT como un foro político para discutir y atender múltiples temas estructurales compartidos (Declaración de la I Cumbre del MDCT celebrada el 10 y 11 de enero de 1991, párrafo 28). Este mecanismo fomentó la idea de agilizar la formación de un mercado regional. Se consideró entonces que el aprovechamiento de sus recursos naturales debería incentivarse con el apoyo del sector privado para potenciar su infraestructura productiva (Dávila et al., y Levy, 2002, pp. 205-260 y Harvey, 2006, pp. 207 – 211). Con la instalación de obras para amplificar a gran escala las redes de transporte y energía, la zona se integraría físicamente a circuitos comerciales de mayor tamaño como el TLCAN en un corto plazo (Gasca, 2006, pp. 87-91 y 111). Este sistema de integración regional cobraría vida con la propuesta del PPP en 2001 y, más tarde, con la actualización institucional al PIDM acordada en 2008.

La crítica a este modelo radica en que la explotación de los recursos naturales de los Estados miembros se someta a las reglas de un mercado internacional (Delgado, 2016, p. 121 y Furlong y Netzaualcotzi, 2015, pp. 36, 39 y 44). En relación a ello, se pone en duda la sostenibilidad del proyecto ante una situación de aumento constante de la demanda energética regional, ya que las ETN explotadoras de los recursos otorgarían prioridad al aumento de sus ganancias que a su uso racional (Trápaga, 2006, p. 132). En

125.- El TLC entre México y los países de la UE está concebido dentro del Acuerdo de Asociación Económica, Concertación Política y Cooperación entre la Comunidad Europea y sus Estados miembros, por una parte, y los Estados Unidos Mexicanos, por otra, vigente en México desde octubre de 2000.

126.- Estos acuerdos se conforman principalmente por el Acuerdo para el Fortalecimiento de la Asociación Económica entre los Estados Unidos Mexicanos y el Japón vigente en México desde abril de 2005 y el Acuerdo entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de la República Popular China para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones, vigente en México desde junio de 2009.

adición, la diferencia entre la brecha tecnológica en energías limpias terminaría por condicionar el funcionamiento del mercado local a las estrategias comerciales de las ETN (Furlong y Netzaualcoyotzi, 2015, p. 46). Por estas razones se acusa que la visión macroeconómica de esta propuesta brinda menor atención a las necesidades ambientales y socioeconómicas de las comunidades en su participación dentro del megaproyecto del que se trate (Álvarez, Barreda y Bartra, 2002; y Harvey, 2006, pp. 207–211).

Puesto que existen altos índices de desigualdad en la concentración de la riqueza y la sobreexplotación de los recursos, se teme que este modelo agrave los problemas de inseguridad y pobreza regional (Altmann y Beirut, 2007, pp. 19 - 21). Similarmente a los casos presentados en el sur de México, han surgido manifestaciones en toda la región mesoamericana contra la instalación de diversos proyectos de infraestructura por el riesgo de daños que provocan a los ecosistemas y vestigios históricos del lugar asignado (Furlong y Netzaualcoyotzi, 2015, p. 40). En el caso del sector eléctrico se ha acusado, por ejemplo, que la construcción de hidroeléctricas que aprovechen el agua de las cuencas provoca el desplazamiento de comunidades y su concentración en grupos de mano de obra barata para maquilas, plantaciones y otros tipos de industria (Sandoval, 2007, pp. 130 y 131). La lucha de estos grupos busca diseñar un proyecto de desarrollo sostenible con apego a las necesidades de sus localidades (Harvey, 2006, pp. 214-232).

Estas políticas de integración regional influyeron en una modificación del monopolio estatal al aprovechamiento de sistemas de interconexión transfronterizos por parte de empresas privadas (García, 2014, pp. 323 y 324). No obstante, el modelo mexicano mantuvo cierta resistencia en la participación directa de otros agentes aparte del Estado en el Mercado energético regional (Ferney, 2012, pp. 256-260). Conforme a lo expuesto en el Capítulo 2, la Reforma de 2013 avaló la participación de agentes privados del sector eléctrico nacional para su integración con Centroamérica.

Vale aclarar que, desde la segunda mitad del siglo XX, los países de Centroamérica han negociado por su cuenta la creación de un sistema de interconexión eléctrica regional denominado SIEPAC. La instalación de este sistema estuvo acompañada de un proceso de reformas aperturistas similares a las de México, aunque cada país llevó su propio ritmo de implementación (CEPAL y SICA, 2007, p. 37; y Echevarría et al., 2017, pp. 34–36). El SIEPAC es la iniciativa energética más avanzada dentro del PIDM pues incluye a la mayoría de sus miembros. (CEPAL y SICA, 2007, p. 46; Altomonte et al., 2016, pp. 116, 117; y Samaniego et al., 2016, pp. 174 y 175). El desarrollo

de proyectos energéticos presentan diversas problemáticas en torno a los cuatro ámbitos estructurales y las estrategias de integración de cada país (Cardoza, 2014, pp. 203-219) que deben abordarse con detalle en otras investigaciones.

Una vez expuesto el contexto geopolítico y geoeconómico entorno al sector energético mesoamericano, se reitera que el objeto de estudio se centra en la perspectiva estratégica de México con los países que comparte redes de transmisión eléctrica. Por su situación fronteriza, corresponde a una línea aislada con Belice y otra con Guatemala, quien al mismo tiempo es miembro del SIEPAC. En ese contexto se vuelve natural cuestionarse si la conexión con estos países implica forzosamente una incorporación al mercado del SIEPAC, compartido por 6 de los 10 miembros del PIDM.

4.2.-Sobre el SIEPAC

La interconexión centroamericana inició con Honduras y Nicaragua de 1976, Después Costa Rica con Nicaragua en 1982, posteriormente en Guatemala y El Salvador y Costa Rica con Panamá en 1986. Finalmente, en 2002 los países de El Salvador y Honduras, consumaron la interconexión entre los 6 países del istmo, pero sin contar aún con una línea de transmisión para el comercio interregional (Castillo, 2013, p. 69). Es de resaltar que el Gobierno español, mediante la empresa estatal Endesa propuso en 1987 una nueva línea que, mediante el apoyo del BID, se aprobaría 10 años después junto con la constitución del MER. En 2006 comenzó la construcción de la línea en Panamá, en 2010 entró en operación el primer tramo hacia Costa Rica y en 2014 se completó el funcionamiento de todas las líneas (Echevarría et. al., 2017, pp.9, 10, 20 y 21).

El MER está conformado por instituciones y procedimientos establecidos en el TMMEAC, aprobado en 1996; el Primer y Segundo Protocolos al Tratado Marco, en 1997 y 2007 respectivamente; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que pese a su aprobación en 2005, su plena aplicación comenzó en 2013¹²⁷ y las Resoluciones Normativas de la CRIE (Salido, 2015, p. 73 y Echevarría et. al., 2017, pp. 10 y 11). De acuerdo al artículo 32 del TMMEAC, los miembros están obligados a garantizar el libre tránsito o circulación de electricidad en sus territorios, al igual que para terceros países cercanos a la región. En este Tratado se establece que el MER es un mercado adicional

127.- El RMER ha sido objeto de aproximadamente treinta reformas de 2009 a 2018 a través de las resoluciones de la CRIE, como se observa en la versión actualizada del Reglamento al 2019.

que coexiste con los sistemas nacionales, donde se debe respetar la diversidad del modelo de cada país, sea público, privado o mixto(Altomonte et al., 2016, p. 117).

Las transacciones de electricidad en el MER se realizan a través de la RTR del SIEPAC, la cual tiene nodos para su uso compartido con los mercados nacionales a través de sus respectivas líneas de transmisión. Son objeto de comercialización en el MER la energía generada, el servicio de transmisión regional, los servicios de operación, de administración y otros auxiliares para garantizar el suministro (Castillo, 2013, pp. 70, 71, 77). Para el funcionamiento del MER se crearon las siguientes instituciones:

1. La CRIE.De acuerdo al artículo 18 del TMMEAC, es el regulador de las relaciones comerciales entre agentes públicos y privados que conectan el sistema eléctrico regional, con personalidad jurídica propia y sujeto de derecho público internacional (Echevarría, et. al., 2017, pp. 10, 11 y 16). Entre sus facultades está aprobar reglamentos y tarifas, imponer sanciones, resolver controversias, otorgar permisos y coordinar con los organismos regulatorios nacionales el funcionamiento adecuado del MER. A partir de 2003 entró en operación y tiene su sede en Guatemala (Castillo, 2013, pp. 81 y 88).

2. El EOR.De acuerdo al artículo 18 del TMMEAC,su objeto es fungir como operador técnico y administrativo del MER. Por tal razón, debe coordinarse con los operadores de sistemas nacionales para la gestión de transacciones y realizar el despacho regional de energía con criterios económicos y de seguridad (Castillo, 2013, p. 81). Su Sede está en El Salvador (CEPAL y SICA, 2007, p. 47). Al igual que la CRIE cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio (Echevarría et. al., 2017, pp. 10, 11, 17 y 18).

3. EPR. De acuerdo al artículo 15 del TMMEAC, es un ente de naturaleza jurídica de sociedad anónima regulada por el derecho corporativo, integrada por empresas de capital público o con participación privada designadas por cada país miembro para desarrollar la conexión del sistema regional con los sistemas nacionales. Desde 1999, ha sido responsable de ejecutar las obras de las líneasdel SIEPAC y de las subestaciones asociadas. Tiene su sede en San José de Costa Rica (Castillo, 2013, p. 82). Se conforma actualmente por 11 empresas accionistas y cada uno de los 9 países que la integran, posee el 11.11% de su capital¹²⁸. En adición, participan tres empresas extra-regionales.

128.- De acuerdo al enlace <https://www.eprsiepac.com/contenido/accionistas/> disponible en el portal electrónico del EPR del SIEPAC, las acciones de los socios de El Salvador y de Costa Rica se encuentran fraccionadas entre dos empresas por cada país, en donde CEL y ETESAL de El Salvador tienen el compromiso de actuar como un solo socio. Lo mismo aplica para el caso de ICE y CNFL de Costa Rica.

Estas son ENEL de Italia, incorporada originalmente en diciembre de 2001 como ENDESA de España; Interconexión Eléctrica, S.A. de Colombia, desde febrero de 2005; y por parte de México la CFE, desde febrero de 2009(Altomonte et. al., 2016; 116 y 117; y Echevarría et. al., 2017, pp. 10, 11 y 19).

4.- El Consejo Director del MER es el órgano político responsable de coordinar la relación entre los organismos regionales, de acuerdo a los artículos 15 y 17 del Segundo Protocolo del TMMEAC. Cuenta con el apoyo de una Secretaría Ejecutiva que actualmente opera en Costa Rica (Echevarría et. al., 2017, pp. 10,11,18 y 19).

5. Existen un ente del sector eléctrico que forma parte del SG-SICA denominado Consejo de Electrificación de América Central. Es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios fundada por las empresas eléctricas de los miembros en 1979. Este ente ha facilitado la canalización de recursos de apoyo de cooperación técnica internacional hacia los países de la región y que ha influido considerablemente en el desarrollo del SIEPAC (CEPAL y SICA, 2007, p. 39; y Echevarría et. al., 2017, pp. 4 y 5).

La dinámica comercial del MER se rige por los siguientes instrumentos:

Existe un mercado de contratos regionales que tienen como objetivo garantizar el flujo de ingresos al vendedor de energía, y, en contraparte, asegurar el suministro a un precio estable para el comprador, que suele ser un distribuidor o gran consumidor. Deben aprobarse por agentes de países diferentes que cumplan con sus respectivas normativas y no pueden imponer restricciones en el servicio. Con base en el grado de compromiso, pueden existir dos tipos de contrato: firmes y no firmes(Castillo, 2013, p. 77).

Los contratos firmes establecen prioridad garantizada en el suministro dentro de la RTR. El Vendedor puede cubrir el suministro con generación propia, comprarla en el mercado regional disponible en tiempo real (también conocido como mercado de oportunidad), y si la normativa local lo permite, en el mercado disponible en el país donde se ubica la compradora. La CRIE en coordinación con el EOR, la entidad reguladora y el operador nacionales calculan la cantidad de energía que se puede pactar en los Contratos Firmes de acuerdo a la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos, la demanda máxima de cada país y los contratos regionales y nacionales existentes. Estos contratos sólo puede ser interrumpidos por el EOR por restricciones técnicas de calidad y seguridad, emergencias o autorización al vendedor para redirigir to tal o parcialmente el

suministro a su mercado nacional. Asimismo, buscan incentivar las inversiones en la capacidad regional de transmisión y generación, aunque pueden provocar dilemas para los gobiernos, ante presiones de término anticipado por necesidad de abastecimiento local. En ese caso tendría que asumir la responsabilidad por la mitigación de los riesgos y el pago de penalizaciones para el comprador (Castillo, 2013, pp.77 y 78).

Los Contratos no firmes, en cambio, permiten los intercambios de excedentes en el corto plazo y no establecen prioridad en el suministro. Tienen una duración mínima de 1 día y prevén el grado de intercambio que se requiere por hora en el día siguiente. El EOR toma en cuenta la capacidad de transmisión en la RTR una vez cubierta la demanda de los contratos firmes y puede interrumpirlos por razones técnicas de seguridad, prioridad en el suministro nacional y saturación de la RTR (Castillo, 2013, p. 78).

Por otra parte, el Mercado de Oportunidad Regionales el espacio en el que se organizan los intercambios regionales que tiene a disposición el MER en el corto plazo, derivado de la oferta surgida por excedentes, por el suministro reemplazable debido a cuestiones deficitarias o por impedimentos fortuitos en el despacho nacional. Consiste en la presentación de ofertas horarias de inyección o retiro en los nodos de la RTR. La comunicación entre los agentes del MER y el EOR se hace con un día de anticipación y a través del operador y administradores de los sistemas locales. Como las transacciones en este mercado son por ocasión, pueden interrumpirse por el operador nacional del país vendedor o del comprador. El MER permite mecanismos flexibles para que los contratos firmes participen en el mercado de oportunidad, siempre que no afecten sus compromisos contractuales originales en el “predespacho” regional (Castillo, 2013, p. 79).

Dentro de la RTR, el EOR fija anualmente un sistema de precios nodales con la aprobación de la CRIE con base en los costos inmediatos que una inyección o retiro implican. Al igual que en el MEM mexicano, esto dependerá de ciertas condiciones como la potencia en la que puede ser transmitida la energía, las distancias entre los puntos nodales, la diferencia horaria de precios y las pérdidas de energía. La RTR está constituida por líneas de alta tensión igual o mayores a 115 kV que forman parte del SIEPAC y aquellas líneas nacionales que el EOR considere en los intercambios internacionales. El EOR posee el Sistema de Planificación Regional como el instrumento para definir la RTR y diseñar un plan indicativo de ampliaciones que pueden ser incluidas dentro o fuera de dicho sistema. En este último caso se les conoce como ampliaciones a riesgo y tienen un tratamiento tarifario diferente (Castillo, 2013, p. 77 y 80).

Para las ampliaciones realizadas dentro de dicho sistema se reconoce un ingreso anual integrado por cargos variables de transmisión, los cuales son producto de la energía transmitida por la diferencia horaria de precios entre los nodos de la RTR; el peaje, relacionado con el uso proporcional de los usuarios de la RTR, en consideración de la capacidad y la distancia; y el Cargo Complementario, en función de la demanda de cada país, mismo que se cobra a los consumidores. Para las ampliaciones a riesgo e instalaciones existentes, se mantiene el cobro de los Cargos variables de la misma manera que el de las ampliaciones planificadas, pero sin incluir el Cargo Complementario. En el caso del peaje, la EOR, con aprobación de la CRIE, considera la proporcionalidad de ocupación de las instalaciones con base en los costos de inversión, operación y mantenimiento eficientes (Castillo, 2013, pp. 80 y 81).

Asimismo, se establecen los derechos de transmisión como instrumentos financieros asignados en procesos de subastas públicas que otorgan al titular una cobertura de riesgo ante las oscilaciones que pudieran darse en los cargos variables. En el caso de las ampliaciones a riesgo se otorgan de manera proporcional a la participación del titular en la propiedad de las instalaciones. Para las ampliaciones planificadas, los titulares serán quienes asuman obligaciones de pago del cargo complementario, de acuerdo a su compromiso en los costos fijos por la ampliación (Castillo, 2013, p. 81).

4.3.-Bases institucionales en el sector eléctrico del PPP

Uno de los ocho ejes de trabajo adoptados en la Cumbre Extraordinaria del MDCT de 2001 por el que se crea el PPP, se refiere a la interconexión de mercados eléctricos. Además, destacan otros dos ejes por su enfoque aparentemente dirigido al desarrollo sostenible: la iniciativa para la conservación de los recursos naturales con la participación de las comunidades locales; y la iniciativa de desarrollo humano para reducir la pobreza y facilitar el acceso a los servicios básicos (Altmann y Beirut, 2007, pp. 24 y 25).

La aplicación de estas iniciativas tomaría mayor sustento institucional durante la VI Cumbre del MDCT de 2004. En ella se dispuso que para la aplicación de los compromisos asumidos en el marco del PPP, como la interconexión eléctrica, se conformarían órganos de apoyo como la Comisión de Promoción y Financiamiento, conformada por el BID, el BCIE, la Corporación Andina de Fomento-Banco de Desarrollo de América Latina y el Instituto de Crédito Oficial de España para la captación de recursos financieros (Acta que institucionaliza el PPP; y Altmann y Beirut, 2007, pp. 16-18 y 48).

Con la consolidación del mecanismo al PIDM los miembros buscan garantizar la seguridad energética de la región por medio de un espacio de integración sostenible en el suministro eléctrico a bajos costos (Altmann y Beirut, 2007, pp. 19, 25 y 26) y bajo la complementariedad de la interconexión sustentados en fuentes renovables. Con el fin de cumplir estos objetivos, el PIDM aprueba en 2015 la Agenda Mesoamericana de Energía, la cual retoma de las Cumbres anteriores del MDCT cuatro ejes estratégicos. Estos ejes son la Interconexión Eléctrica Mesoamericana, el Fomento de fuentes limpias, Eficiencia energética; y las demás medidas necesarias para reducir el cambio climático (Ficha del sector energético del PIDM, s.f., p. 1)¹²⁹.

Con el apoyo técnico y financiero del BID, se ha trabajado desde el 2014 en el diseño de la Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica, la cual consta en el desarrollo de un gasoducto entre México y los países del Triángulo del Norte. En 2015, los presidentes de los 4 países firmaron el segundo y tercer Protocolo adicionales al Acuerdo de Complementación Económica entre México y Guatemala, con el fin de construir infraestructura que permita el transporte de este insumo desde México a Centroamérica (Ficha del sector energético del PIDM, s.f., pp. 2 y 3).

Entre los pendientes que se reconocen para el cumplimiento de los objetivos del PIDM relacionados con el tema de estudio en esta tesis está el reforzar la infraestructura para la interconexión México-Guatemala con el SIEPAC; optimizar el financiamiento para la expansión de las líneas de transmisión nacionales y regionales; la suscripción de Belice al TMMEAC para su integración al SIEPAC; y la regulación para el comercio y transporte de gas natural en la región (Ficha del sector energético del PIDM, s.f., p. 4).

4.4.- Iniciativa del estado mexicano en la integración energética

4.4.1.- Actuación de gobiernos anteriores a diciembre de 2018

En relación a la cooperación internacional que el gobierno emprendió desde los años ochenta, el Acuerdo de San José permitió el otorgamiento de créditos a tasas preferenciales para proyectos de desarrollo, algunos de estos se materializaron en la instalación de infraestructura eléctrica en Centroamérica (CEPAL, 1994, p. 25). Concretamente, México junto con Venezuela y Costa Rica otorgaron recursos económicos

129.- La información de la ficha citada se encuentra disponible en el portal del Ministerio de Relaciones Exteriores de Guatemala, en el siguiente enlace: <https://www.minex.gob.gt/Uploads/Ficha-Energia.pdf>

y técnicos a Nicaragua para el restablecimiento de servicios públicos después de la revolución sandinista como el caso de telefonía y alumbrado. México también aportó a este país recursos técnicos para la perforación de pozos geotérmicos y la generación hidroeléctrica. La canalización de los recursos del Acuerdo en proyectos prioritarios para el desarrollo propuestos por empresas mexicanas era revisada por diversos órganos de la administración pública federal, quienes podían pedir apoyo al BID para revisar su viabilidad y asociarse financieramente con el BCIE. Estos recursos también tuvieron impacto en programas de capacitación técnica para la perforación geotérmica en toda la región (Figueroa, 2016, pp. 234-240, 352, 353 y 360-362)¹³⁰.

La base de programas del Acuerdo de San José sirvió para sentar el primer precedente sobre la transmisión eléctrica de México a un país vecino de Centroamérica. Después de su independencia en 1981, Belice pidió el apoyo técnico del gobierno mexicano en el desarrollo de infraestructura para la prestación de servicios públicos que tendría que atender como un nuevo Estado, por lo que fue aceptada como beneficiaria del Acuerdo de San José en 1988. CFE llevó a cabo la instalación de una línea de transmisión de 176 km desde la subestación fronteriza de Xul – Ha en Quintana Roo, hasta la ciudad de Belice, y firmó en 1990 un convenio con la empresa Belize Electricity Board para su suministro eléctrico (Figueroa, 2016, pp. 242 -246).

En 1991, se convoca la I Cumbre donde se crea el MDCT (Figueroa, 2016, pp. 264 – 272; y Alcázar, 2011, pp. 89 y 90)¹³¹. Este ha sido el foro de discusión y concertación que a partir de la década de los 90 coordinaría la agenda política regional, en la que se incluye la cooperación e integración energética, sobre todo mediante las Cumbres de Jefes de Estado de los países que lo integran. En la II Cumbre de 1996 se reiteró el compromiso de continuar con la cooperación energética a través del suministro de petróleo, el proyecto de interconexión eléctrica e impulsar el uso eficiente de la energía con énfasis en fuentes renovables (Declaración y Plan de Acción de la II Cumbre de Tuxtla, página 10; Figueroa, 2016, pp. 280-283; y Del Alizal, 2014, p. 150). Estos

130.- El Acuerdo también dispuso programas de apoyo de importaciones y exportaciones centroamericanas para reducir la brecha superavitaria a favor de México. Además, se otorgaron líneas de Crédito a gobiernos y empresas centroamericanas para la importación de bienes y servicios mexicanos. Estos tipos de apoyo permitieron a empresas mexicanas introducirse en los mercados de CA y, ya en la década de los noventa, contar con un escenario favorable para la suscripción de TLC en el istmo (Figueroa, 2016, pp. 360 y 362)

131.- Cabe mencionar que un año después México se adhiere al BCIE para el financiamiento de proyectos de infraestructura, vivienda asistencia técnica e intercambio comercial en el istmo (México y República de China Taiwán cumplen 25 años como socios del BCIE, 2017, 10 de noviembre, *Portal de noticias del BCIE*).

compromisos han sido reiterados en las cumbres posteriores. A continuación se mencionan las Cumbres más trascendentes en la materia.

En la IV Cumbre de 2000, el Gobierno mexicano manifestó su interés en concretar el tramo de interconexión eléctrica con Guatemala y en la instalación de un Gasoducto para su integración con el istmo centroamericano, por lo que ofreció su apoyo para dimensionar los aspectos que hagan viable su operación comercial (Declaración de la IV Cumbre de Tuxtla, Párrafos 22-24 del Anexo “Logros y Retos del Mecanismo de Tuxtla”).

Después, en la Primera Cumbre Extraordinaria, celebrada en 2001, se creó el PPP como instrumento de integración consistente en ocho ejes de trabajo, entre ellas la Iniciativa Mesoamericana de Interconexión Energética (Declaración de la Cumbre Extraordinaria de Tuxtla, Párrafos 2 y 8; Orozco, 2014, p. 190; y Del Alizal, 2014, pp. 150 y 151). En la V Cumbre de 2002 se reconoció como elemento estratégico para el desarrollo económico y social en el marco del PPP la interconexión eléctrica entre México y Guatemala (Declaración de la V Cumbre de Tuxtla, Párrafos 2 y 14). En relación a ello, ambos países llegaron a un convenio en 2003 sobre las responsabilidades de operación y mantenimiento de la línea de transmisión compartida a través de las subestaciones de Tapachula, México y Los Brillantes, Guatemala. El acuerdo incluye las responsabilidades operativas de CFE y su Homólogo guatemalteco, el INDE (Castillo, 2013, pp. 83 y 84).

En la VI Cumbre de 2004 destacó la adhesión de El Salvador al Acuerdo de Complementación Económica entre México y Guatemala en Materia de Comercio y Transporte de Gas Natural suscrito originalmente en 1999 (Declaración de la VI Cumbre de Tuxtla, Párrafos 20, 22, 25, 26, 29). En la VIII Cumbre de 2006 en la ciudad de Panamá, los miembros congratularon el inicio de obras para instalar la interconexión eléctrica México – Guatemala a mediados de ese año (Declaración de la VIII Cumbre de Tuxtla, Párrafos 21 y 34; CEPAL y SICA, 2007, pp. 47 y 48; y Cairo y Rocha, 2007, p. 31).

A pesar del activismo del gobierno mexicano a inicio de los años 2000 respecto a la promoción del PPP no pudo evitar la falta de financiamiento para el desarrollo de infraestructura para la interconexión regional (Del Alizal, 2014, p. 151). Esto se debió a motivos de reorientación de intereses de seguridad de EUA después del atentado el 11 de septiembre de 2001, además de propiciar fuertes roces diplomáticas con Cuba y Venezuela debido a discrepancias con sus modelos políticos y económicos (Velázquez y

González, 2016, pp. 172-179). Esto último se reflejó en la Cumbre de las Américas en Mar del Plata en 2005, de manera que Venezuela se retiró del G3 un año después y creó el Acuerdo Energético de Caracas y Petrocaribe (Ruiz-Caro, 2006, pp. 45 y 46 y 2010, pp. 71-73) como nuevas estrategias para deslindarse de México en la cooperación energética llevada mediante el Acuerdo de San José.

Independientemente de lo anterior, la SRE registró en ese entonces la participación de diversas autoridades e instituciones del sector energético de México para la capacitación técnica al personal de otras pertenecientes a los demás socios del PPP. La materia de estos acuerdos tuvo que ver con técnicas de medición en generadores y transformadores de potencia, análisis y aplicación del mantenimiento en equipos de generación eólica, calibración de dosímetros; protección en el uso de energía nuclear, electrificación rural a base de energías limpias, gestión sostenible de las cuencas hidrológicas en Mesoamérica, entre otros (Comisión Mexicana para la Cooperación con Centroamérica, 2004, pp. 19, 20, 33, 37, 38, 43, 43, 47, 48, 56 y 72).

A partir de 2006, el gobierno mexicano en turno procuró reimpulsar su vocación regional. Especialmente, buscaría reimpulsar el PPP en un nuevo organismo que le permitiera incluir su política contra el crimen organizado, influenciada en gran medida por los intereses de seguridad regional de EEUU. También se buscó que el nuevo organismo fungiera como contrapeso a gobiernos considerados populistas y proyectos de integración opositores al modelo de libre mercado (Velázquez y González, 2016, pp. 181 -183).

Aparejado a la transformación del PPP al PIDM durante la X Cumbre de 2008, la CFE se incorporó a la EPR de Centroamérica y se suscribió el acuerdo comercial de electricidad a largo plazo con el INDE Guatemala (Declaración de la X Cumbre de Tuxtla, Párrafo 37). El contrato bilateral establece el pago por concepto de potencia firme, es decir, por la capacidad energética disponible de un país a otro, independientemente de la cantidad transmitida. Por su parte, el pago por la energía importada al precio convenido en el contrato, conocido como energía asociada, es producto de lo facturado por los operadores de ambos países: el CENACE de México y el AMM de Guatemala (Castillo, 2013, p. 84 y Tovar y Ventura, 2016, pp. 16, 20 y 43). En la XI Cumbre de 2009, se destacó la conclusión de la interconexión bilateral y se invitó a desarrollar los proyectos complementarios para fortalecer la interconexión total del MER con el sistema eléctrico mexicano (Declaración de la XI Cumbre de Tuxtla, Párrafo 31). Las primeras exportaciones de México a Guatemala tuvieron lugar en septiembre de ese año mediante

un periodo de prueba hasta su operación comercial en octubre de 2010(Tovar y Ventura, 2016, pp. 43 y 44).

En su respectiva entrevista, el Dr. Tovar Hernández señaló que el contrato de compraventa de electricidad celebrado entre el INDE y CFE opera como un mercado de opción. Es decir, que la adquisición de energía del sistema extranjero tenga en ese momento un mejor precio que el del precio marginal en el mercado interno. De lo contrario, al comprador no le convendría adquirir la energía proveniente del otro país. Este contrato tiene 2 características importantes: Primero, la Red de Transmisión asociada desde Tapachula a Los Brillantes, se encuentra del lado de Guatemala. Segundo, la inversión fue financiada por el BID y cuya mayor parte también es pagada por Guatemala.

Dada la salida de Venezuela del Acuerdo de San José para promover su propio plan de cooperación, durante la XIII Cumbre de 2011 y en el marco del PIDM, México reemplazó dicho acuerdo por el Fondo de Infraestructura para Mesoamérica y el Caribe, conocido como Acuerdo Yucatán(México crea fondo para Mesoamérica y el Caribe, 2011, 5 de diciembre, *El Economista*;Bosco, 2008, p. 26; y SRE, 2012, p. 63).

Posteriormente, el gobierno en turno de diciembre de 2012 a noviembre de 2018 mantuvo las líneas de acción relacionadas con el fortalecimiento de la interconexión regional (Plan Nacional de Desarrollo 2013- 2018, Estrategia 5.1.2., p. 147 y Estrategia 5.3.2., p. 152; y Vázquez y Sepúlveda, 2016, pp. 192 y 193). Lo anterior se plasmó incluso en Cumbres no realizadas en el marco del MDCT. En la V Cumbre de la Asociación de Estados del Caribe celebrada de 2013, los gobiernos de México y Guatemala acordaron promover la construcción de cuatro hidroeléctricas en la zona fronteriza del río Usumacinta (Gómez F., 2013, 27 abril, "México vende electricidad a Guatemala, e iría por más", *Análisis a fondo*). La capacidad de generación eléctrica de este proyecto más el de Boca del Cerro equivaldría en su conjunto a la mitad del potencial instalado en Chicoasén, la hidroeléctrica más grande de México ubicada en el río Grijalva, dentro del mismo Estado fronterizo de Chiapas.Sin embargo, como se mencionó previamente, la instalación de estas obras ha sido impedida por las manifestaciones en contra de los pueblos de México y Guatemala inmersos en su cuenca(Castro, 2014, pp. 4, 8 y 10).

Una acción relevante del gobierno mexicano fue la creación de la Comisión de Interconexión Eléctrica de México al SIEPAC (CIEMS) en 2016 con el apoyo financiero de la CEPAL, la SENER y la Agencia Mexicana de Cooperación Internacional para el

Desarrollo (AMEXCID). Es un mecanismo de diálogo político y técnico que analiza opciones para el flujo electricidad con el SIEPAC(México y Centroamérica conectados con la misma energía, 2017, 8 de marzo, *Blog de noticias de la AMEXCID*). Ese mismo año, este organismo decidió recurrir a servicios de consultoría regulatoria para la integración plena del mercado mexicano. Mediante un concurso financiado por el BID, la consultoría recayó en la empresa AF Mercados EnergyMarkets International de España. Las acciones tomadas consistieron en la presentación de recomendaciones a las partes en el Taller de Arranque de la Consultoría “Diseño General de Mercado Eléctrico México – SIEPAC” llevado el 14 de diciembre de 2017 en la ciudad de Panamá¹³².

Previamente, representantes de los miembros del SIEPAC participaron el 8 y 9 de febrero de 2017 en otro taller celebrado en la capital mexicana, donde la SENER, el CENACE, la CRE y la CFE informaron sobre el nuevo régimen, estructura y operación del mercado eléctrico nacional(México presenta a Centroamérica los avances del nuevo mercado eléctrico nacional, 2017, 9 de febrero, *Prensa de la AMEXCID*).

En la intención del gobierno por armonizar la interconexión regional bajo la regulación emanada por la reforma de 2013, emitió en 2017 el Manual de Importaciones y Exportaciones en materia de electricidad. El fin de este Manual es regular la actuación de todos los participantes en este tipo de transacciones internacionales conforme a las Bases y Lineamientos aplicables al MEM nacional. En los puntos 7.5.1 y 7.6.1 de este documento se dispone que el CENACE es el órgano encargado de la programación de las importaciones y exportaciones con los sistemas eléctricos de Guatemala y Belice. Estas programaciones se hacen en consideración a los precios del MDA, los convenios de coordinación operativa entre los sistemas de cada país y la capacidad de interconexión acreditada en los derechos de transmisión de los contratos firmes. Para el caso de la Interconexión con el SIEPAC, deben aprobarse posteriormente los estudios técnicos para determinar la capacidad física de inyección o retiro de la línea de transmisión por el CENACE, el ente operador del Guatemala (AMM) y el EOR (CEPAL, 2019a, p. 47).

Independientemente de los avances que ha tenido México y el SIEPAC en los objetivos de la agenda mesoamericana, es evidente la necesidad de reforzar las líneas de

132.- Invitación de fecha 24 de noviembre de 2017 del Secretario Ejecutivo del Consejo Director del MER, Edgardo Alfredo Calderón, dirigida al Subsecretario de electricidad de México en turno, César Emiliano Hernández Ochoa, para designar funcionarios que participen en el Taller de Arranque. Enlace disponible en el documento PDF del CENACE <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/Informes/2017/CORPORATIVO/4T/Archivo%20134.pdf>

transmisión del sistema centroamericano y los sistemas nacionales que lo conforman. Se han presentado fallas en la transmisión de la línea regional del SIEPAC como las causadas en julio de 2017 y enero de 2019 en Panamá, Nicaragua y Honduras. Estas fallas tuvieron origen en sobrecargas de las líneas de transmisión por tormentas eléctricas y por casos de sobreoferta generadora de plantas solares¹³³.

4.4.2.- Acciones del actual gobierno de MÉXICO

El gobierno actual de México ha propuesto un nuevo Plan de Desarrollo Integral (PDI) con los tres países del Triángulo Norte de Centroamérica: Honduras, Guatemala y El Salvador, mismo que retoma la consolidación de la interconexión regional. Si bien es un plan que está en un proceso inicial de implementación, pretende diferenciarse de la perspectiva del regionalismo estratégico tradicional plasmado en el PIDM.

Este tipo de regionalismo busca una visión alterna frente a la del crecimiento económico concentrado por las ETN y gobiernos aliados mediante el libre mercado y la instalación de infraestructura para la explotación de los recursos naturales, reforzada por mecanismos que promueven una supuesta noción de seguridad democrática y la cooperación contra el terrorismo y el crimen organizado. Dicha visión radica en promover el crecimiento económico acorde con la sostenibilidad ambiental y el trato integral del fenómeno migratorio bajo el respeto a los derechos humanos (CEPAL, 2019a).

Antes de abordar los puntos del plan es necesario describir el contexto político internacional que le dio existencia. Por la ubicación geográfica de México, aunque de manera exorbitante desde el 2018, es un país de paso para migrantes que se dirigen a EUA, en su mayoría de los tres países centroamericanos, cuya situación jurídica ante la administración actual en ese país es por lo general desfavorable para su residencia. Por tal motivo, el gobierno ha manifestado su compromiso en el respeto de los derechos de los migrantes durante su tránsito por México. Por otro lado, el actual gobierno de EUA se ha distinguido por fomentar una política que pretende imponer condiciones proteccionistas, ante supuestas repercusiones que ha tenido el TLCAN en su industria. Es

133.- Para mayor información sobre las fallas a gran escala en las líneas de transmisión del SIEPAC, es posible revisar diversas fuentes periodísticas de Centroamérica como las siguientes: Falla en el SIEPAC provocó apagón en Centroamérica, 2017, 1 de julio, *Estrategia y Negocios*; Falla en Nicaragua deja sin energía a toda Centroamérica, 2019, 16 de septiembre, *La Tribuna*; Guatemala alerta sobre riesgo de apagones por fallas de SIEPAC, 2017, 18 de julio, *Estrategia y Negocios*; Un apagón deja sin electricidad a Panamá y a partes de Nicaragua, Costa Rica y Guatemala, 2019, 20 de enero, *BBC News Mundo*; y Ferullo, G., 2019, 20 de septiembre, La red centroamericana requiere 200 millones de dólares para evitar apagones, *EFE*.

por ello que advirtió a México que de no atender el problema migratorio como un “tercer país seguro”, impondría aranceles de manera progresiva.

La preocupación del gobierno se centró entonces en encontrar una solución integral que pudiera atender el problema migratorio centroamericano y las amenazas comerciales de EUA. En primer lugar, el gobierno mexicano consideró la vía de del diálogo para atender el problema, antes de la asistencia a los paneles arbitrales del TLCAN, la vía contenciosa definida en el marco de la OMC, o posibles retaliaciones que pudiera ejecutar contra bienes y servicios del vecino país (Conferencias matutinas en Palacio Nacional del 31 de mayo y 6 de junio de 2019).

La solución inmediata propuesta por diplomáticos mexicanos en mayo de 2019, fue que México velaría por los derechos de los migrantes que permanecieran en México mientras se resolviera su situación jurídica en EUA (Conferencias matutinas en Palacio Nacional el 21 de junio y 12 de septiembre de 2019). La solución en el medio y largo plazo, consiste en fomentar la inversión de EUA, México y otros países interesados en un Plan Integral para el desarrollo sostenible regional, donde se retomara entre diversos objetivos la interconexión eléctrica.

Sin perjuicio de la alta aprobación popular que se percibe sobre el actual gobierno mexicano, existe cierta recepción con una postura crítica a la nueva estrategia regional. El mayor argumento en contra versa en considerar como desacierto el invertir recursos que no se dirigen a la población mexicana, en un contexto de acumulación de problemas económicos y sociales en el país durante las últimas décadas, a cambio de evitar la fijación de aranceles por parte de EUA. Dicho simplificado, se trataría de una imposición estadounidense de la agenda migratoria y seguridad a México bajo amenazas arancelarias (LXIV/1SPR-17/96872).

Es en dicho contexto donde se desenvuelve la actual política regional mexicana, la cual se expuso en la Conferencia matutina en Palacio Nacional, el 20 de mayo de 2019. En ella se anunció la participación propositiva-evaluativa de la CEPAL, por invitación del gobierno mexicano, en cuanto a su diseño e implementación.

En la cuestión energética, se ha contemplado nuevamente el terminar la interconexión eléctrica entre México y los demás países de Centroamérica. Del resto de los objetivos, este plan también coincide con la agenda seguida por los gobiernos

antecedentes en el marco de las cumbres del MCDT y los objetivos del PIDM, independientemente de que su estricto espacio físico de aplicación sea menor en comparación a aquellos. El nuevo PDI de México con los países del Triángulo Norte busca diversificar las fuentes de energías y desarrollar infraestructura para reforzar la línea compartida entre México y Guatemala, así como extenderla hacia los nodos del SIEPAC (CEPAL, 2019a, pp. 45-48).

Otro objetivo fijado en el PDI es la instalación de un gasoducto que cruce el istmo de Tehuantepec, bordeando la costa del pacífico de Guatemala y El Salvador con ramificaciones a sus respectivas capitales y atravesando de sur a norte a Honduras (CEPAL, 2019a, pp.48-54), aunque ya se tenía la intención por parte de México y Guatemala de instalar el mismo y crear un mercado de gas natural desde la IV Cumbre de 2000 del MDCT. La importancia de este proyecto radica en tener acceso a las importaciones de bajo precio de este tipo de gas provenientes en su mayoría de Texas.

El gobierno mexicano ha comenzado a disponer de los foros multilaterales para promover la aplicación del PDI. En la Cumbre del G20 de 2019, el gobierno invitó a los representantes de los demás países a participar en el financiamiento y cooperación técnica del PDI, al estimar que los problemas en torno a la migración y el desarrollo sostenible en la región deben considerarse como temas de importancia internacional, en lugar de recurrir al cierre de fronteras y uso de la fuerza. Si bien la Cancillería mexicana ha asegurado que la propuesta tuvo una buena recepción, no se han anunciado aportaciones de terceros Estados al proyecto (G20 tuvo migración como tema principal gracias a México: Ebrard, 2019, 8 de julio, *Aristegui Noticias*).

Mientras el actual gobierno mexicano busca el respaldo financiero de los otros países, el mismo ha programado la inversión de sus recursos estatales para la implementación del PDI. Este consiste en la reforma al Decreto de 2011 por el que se establece la Estrategia de Cooperación Financiera para países de Mesoamérica y el Caribe, con el fin de reorientar su estrategia de cooperación financiera en los problemas del desarrollo que dieron motivo a la formulación del nuevo PDI (DOF, 2019, 24 de junio).

En la XVII Cumbre del MDCT de 2019, se reconoció al PDI como un compromiso regional para el desarrollo sostenible según los objetivos de la Agenda 2030, razón por la que se invitó a los demás miembros del MCDT a participar en el mismo (2019, 23 de

agosto, *Comunicado de Prensa de la SRE de México*). Respecto a México, se exhortó a los miembros de la CIEMS iniciar los estudios para concretar la Interconexión con el SIEPAC. Con base en el apoyo del BID al financiamiento y conclusión del estudio de factibilidad de alternativas de interconexión eléctrica de Belice, se instó a las autoridades de ese país y México a fortalecer la línea de interconexión compartida. También se hizo un agradecimiento especial a México respecto al ofrecimiento de transferencia tecnológica en materia de electricidad e hidrocarburos y la inclusión de jóvenes de los demás países a universidades mexicanas para la formación de recursos humanos altamente capacitados en el sector (Declaración de la XVII Cumbre de Tuxtla, pp. 3, 9, 30, 31 y 32).

De todo lo expuesto en este capítulo, es posible visualizar los elementos de cada variable dependiente planteada para este capítulo en el siguiente Cuadro B:

Variables dependientes	Fortalecimiento político regional	Fortalecimiento económico regional
Durante Modelo ISI (Década de los años 70 a 1992)	1.- Política independiente de EUA para la pacificación regional (Grupo Contadora). 2.- Política independiente a intereses de EUA para la cooperación en el desarrollo de infraestructura eléctrica (Acuerdo de San José). 3.- Otorgamiento de créditos a tasas preferenciales financiados por renta petrolera (Acuerdo de San José).	1.- Instalación de línea transfronteriza y prestación del suministro eléctrico a Belice (Acuerdo de San José). 2.- Venta de petróleo a precios preferenciales (Acuerdo de San José). 3.- Programas de apoyo de importaciones y exportaciones que otorgaron mayor influencia a empresas mexicanas en los mercados centroamericanos (Acuerdo de San José). 4.- Pérdidas de recuperación de deuda por insolvencia de beneficiarios del Acuerdo de San José.
Durante Modelo del Estado como comprador único (1992-2013)	1.- Promoción de un foro político para discutir y atender múltiples temas estructurales compartidos (MDCT). 2.- Participación del Estado en la interconexión eléctrica de CFE sin intervención de ETN privadas (PPP-PIDM). 3.- Promoción discursiva de la interconexión eficiente mediante fuentes renovables e inclusión social. 4.- Regionalismo sujeto a los intereses comerciales y seguridad hemisférica de EUA (PPP-PIDM y Plan Mérida). 5.- Falta de financiamiento para concretar la interconexión regional. 6.- Discrepancias políticas con Venezuela en la cooperación energética regional.	1.- Proliferación de TLC para la explotación de recursos energéticos mediante proyectos de infraestructura. 2.- Adhesión al BCIE para el financiamiento de proyectos de infraestructura. 3.- Adhesión de El Salvador al Acuerdo entre México y Guatemala para el posible comercio de gas natural 4.- Construcción de la línea binacional de México y Guatemala empezada en 2006 y el inicio de su operación comercial a finales del 2010 5.- Preponderancia regional de ETN de América del Norte, Europa y Asia para inversión en tecnologías limpias. 6.- Falta de financiamiento para concretar la interconexión de México con el resto del SIEPAC.
Durante implementación de la reforma	1.- Planeación para la instalación de ducto dirigido al Triángulo Norte para el transporte de Gas Natural. 2.- Planeación con Guatemala para la instalación de	1.- Inclusión de agentes privados del sector eléctrico nacional en la integración con Centroamérica. 2.- Emisión del Manual de Importaciones y Exportaciones con los sistemas eléctricos de

constitucional (2013-2018)	hidroeléctricas en el río Usumacinta (suspendidas). 3.- Creación de la CIEMS para analizar opciones para el flujo electricidad con el SIEPAC 4.- La SENER, el CENACE, la CRE y la CFE informan a miembros del SIEPAC sobre el nuevo régimen del MEM.	Guatemala, Belice y con el SIEPAC una vez finalizada la línea regional.
Actual gobierno (2018- a la fecha)	1.- Promoción del nuevo PDI con los países del Triángulo Norte que retoma la interconexión eléctrica y gasoducto regionales. 2.- Promoción del PDI como alternativa ante el problema migratorio regional y las amenazas arancelarias de EUA. 3.- Recepción positiva del G20 en la invitación para la cooperación financiera y técnica del PDI. 4.- Ofrecimiento de transferencia tecnológica en materia energética a los demás miembros del MDCT 5.- Ofrecimiento de programas de formación de recursos humanos del sector energético a los miembros del MDCT 6.- Inicio de estudios de factibilidad del CIEMS para propuestas de interconexión entre México y el SIEPAC. 7.- Percepción de que el PDI refleja la imposición de EUA a México para actuar en temas de seguridad regional.	1.- Evasión de arancelares anunciados por EUA gracias a la propuesta del PDI como alternativa ante el fenómeno migratorio 2.-Posible reventa de importaciones de bajo precio del gas natural de EUA a los otros miembros del PDI. 3.- Reorientación de estrategia de cooperación financiera para el PDI en vez de la asignación tradicional de recursos para la seguridad. 4.- Ausencia de aportaciones económicas de otros países al PDI.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

Visto el panorama estructural del sector eléctrico mexicano, se observa en la política eléctrica de la administración actual una participación activa del Estado en el nuevo mercado energético, aunque no siempre con el consenso del sector privado. Esta política se distingue por un énfasis en la reducción de asimetrías estructurales que caracterizan al sureste del país comparadas a otras regiones de mayor crecimiento.

Por tal razón, la administración federal actual ha promovido la construcción de diversos megaproyectos de infraestructura en dicha zona que requieren un mayor consumo de electricidad. Estos consisten principalmente en el denominado “Tren Maya” para la promoción de los sectores turísticos y de transporte en la Península de Yucatán, así como el “corredor transístmico” para el desplazamiento ágil de mercancías del Golfo de México al océano pacífico a través del Istmo de Tehuantepec¹³⁴. De manera paralela a estos proyectos, existe otro relacionado de forma directa con el sector eléctrico en el sur del país y el cual ya se ha mencionado que es el objeto central de estudio: la interconexión con los mercados centroamericanos.

Este tema se abordará desde una postura teórica del regionalismo estratégico sobre la participación de México en la región centroamericana y no desde las problemáticas estructurales de los demás países. En ese sentido, primero es necesario entender el peso que tiene el comercio de electricidad con Centroamérica respecto a las relaciones energéticas internacionales de México. Posteriormente, se expondrán datos sobre la línea de transmisión que enlaza a Quintana Roo, con Belice, para luego exponer los rasgos generales de consumo, capacidad de generación, precios promedios de venta y suministro en este país. Después, se abordará la línea de transmisión existente entre Chiapas con Guatemala, la cual representa el núcleo de la interconexión desarrollada entre México y Centroamérica hasta ahora. La relación con Guatemala implica conocer, como en el caso de Belice, las características generales de su mercado energético.

134.- Dada la profundidad que requiere el análisis de las problemáticas económicas, sociales, ambientales y tecnológicas que por sí misma tiene la materialización de estos proyectos, es conveniente abordar ambos como objeto central de estudio de otras investigaciones (Flores, Denia y Prieto, 2019 y Candelas, 2019).

Finalmente, en un orden similar, se expondrán los elementos estructurales generales del SIEPAC que podrían contribuir en la adhesión total de México al mercado regional.

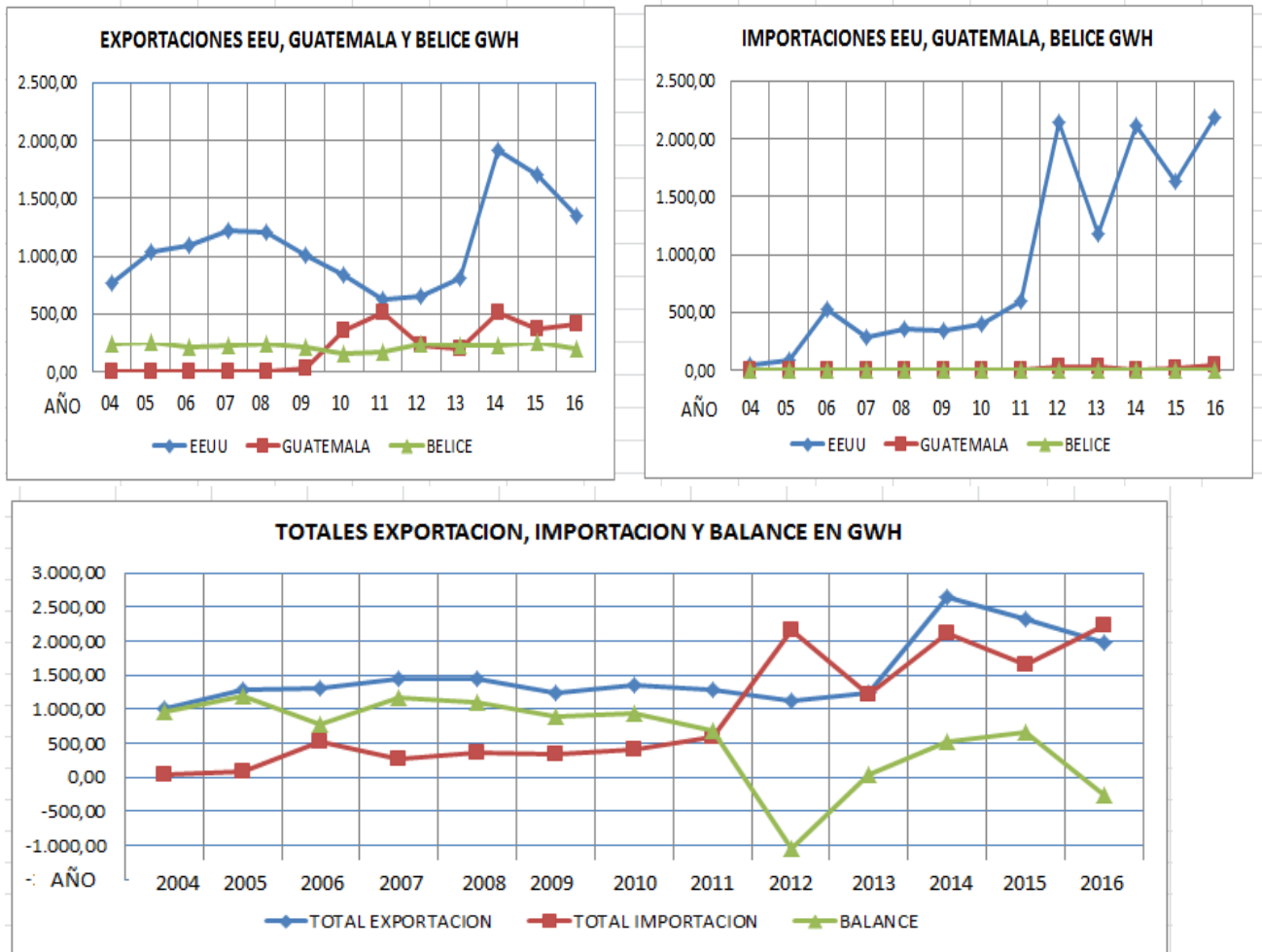
5.1.- Comercio exterior de México en el sector eléctrico

Antes de exponer a detalle las características en torno a las transmisiones de electricidad de México con Guatemala y Belice, es necesario dimensionar el predominio que existe en el intercambio de electricidad con EUA. Los 3,169 KM que comparten estos dos países, además del nivel de integración comercial impulsado por su Tratado de Libre Comercio, han conllevado la instalación de 2 enlaces interconectados al sistema aislado de Baja California y 9 al Sistema Interconectado Nacional, como se muestra en el Mapa 16. El número de interconexiones resalta notablemente en comparación a las dos líneas existentes en la frontera de 1,149 KM en el sur, una dirigida a Guatemala y otra a Belice.



Mapa 16. Capacidad de las Interconexiones Internacionales del SEN, 2018. Sobre la base de la figura 4.4 de PAMRNTRGD/PRODESEN 2019 – 2033, p. 19.

Antes de abordar el tema de las exportaciones de México vale mencionar que, prácticamente, todas sus importaciones provinieron del país vecino del norte hasta antes de 2017, año en que Guatemala comienza a enviar energía a México¹³⁵. La visualización práctica de los siguientes datos, puede consultarse en la gráfica 15.



Gráfica 15. Exportaciones, importaciones y balanza comercial del sector eléctrico de México respecto a EUA, Guatemala y Belice de 2004 a 2016. Edición propia sobre la base de SENER, 2015, p. 79 y de la figura 26 de EY México, 2018, p. 44.

135.- Al no contar con fuentes claras sobre el intercambio de electricidad con EUA en 2017 y 2018 o que no coincidan con la bibliografía citada, la comparación conjunta de México con sus tres socios se fija hasta el año 2016. No obstante, se enfatiza que el objetivo de esta comparación es constatar el dominio histórico que tiene EUA en el intercambio de electricidad con México. Más adelante, se hablará a detalle sobre el intercambio comercial de México con Guatemala y Belice, objeto central de esta tesis, donde se incluirán los años 2017 y 2018. Los trabajos que se consultaron para este subtema son el de Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 – 2029 (SENER, 2015, p. 79) y el publicado por esta dependencia en alianza con el Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania (EY México, 2018, p. 44), con el apoyo de los publicaciones hechas por la CEPAL (Tovar y Ventura, 2016, p. 42) y CEPAL, 2019b, pp. 28 y 52).

Del 2004 al 2008, antes del inicio de operaciones de la línea con Guatemala, se observa que de las exportaciones de México aumentaron de 1,006 GWh a 1,452 GWh, en donde EUA representó un rango de entre el 76.55% y el 83.75% de las destinaciones y el resto se envió a Belice. Con el inicio de operaciones de la interconexión con Guatemala (Cap. 4, p. 143), las exportaciones tuvieron entre 2010 a 2016 un rango de 1,117 GWh como punto mínimo registrado en 2012 y 2,653 GWh en 2014 como máximo. La participación de las inyecciones hacia EUA se redujeron entonces a un rango de entre 47.83% registrado en 2011 a 73.4% en 2015. Por su parte, la presencia de las exportaciones a Guatemala ocuparon una participación mínima del 15.6% en 2015 aunque anteriormente, en 2011, llegó a representar el 39%, sólo por un 8% menos que la participación hacia EUA. Finalmente, Belice llegó a representar un mínimo de 8.79% de las exportaciones en 2014 y un máximo de 21.3% en 2012, año en que, al igual que en 2013 superó ligeramente la participación de Guatemala.

Respecto a la balanza comercial, en el periodo de 2004 a 2011, México mantuvo una balanza favorable en las transmisiones de electricidad, con 696 GWh en ese último año como el mínimo y 1,102 GWh en 2008 como el máximo. En 2012 se registró una balanza desfavorable con un déficit de 1,052 GWh con motivo del aumento de las importaciones de EUA. En los tres años posteriores se recuperó un superávit para México, solo que en una menor medida ya que en 2013 apenas obtuvo 30.3 GWh, mientras que en 2015 llegó hasta los 670 GWh. En 2016, obtuvo un déficit de 264 GWh, esta vez mucho menor al de 2012.

A partir de lo expuesto, es posible confirmar la preponderancia de las exportaciones de México a Estados Unidos y la nula participación de importaciones provenientes de Guatemala y Belice hasta antes de 2017, en donde la balanza comercial mexicana ha tenido resultados favorables pero oscilantes. La excepción a ello está en los déficits observados en 2012 y 2016. Sin perjuicio de lo anterior, Guatemala y Belice han sido capaces de representar de la cuarta parte hasta incluso más de la mitad de las exportaciones de México, este último caso en 2011, con una balanza favorable con ambos países equivalente al total de sus exportaciones, pues hasta 2017, no se tuvieron importaciones de los dos hacia México. Además, la línea compartida con Guatemala, de 400 KV es la de mayor voltaje de todas las líneas trasfronterizas de México, lo cual refleja un interés en promover el comercio con Centroamérica a través de largas distancias.

Cabe aclarar que es difícil saber la cantidad exacta de los ingresos económicos generados en México por el intercambio de electricidad debido a lo siguiente: En tanto que la mayoría de exportadores en el norte son privados, la información sobre sus ingresos sólo están precisados en sus respectivos estados de resultados y balances financieros, además de que la frontera norte no es objeto de estudio de esta tesis. Por otra parte, CFE era el único responsable del envío de electricidad a Centroamérica hasta 2016, año en que entró en operaciones un exportador privado hacia el mercado de Guatemala, del cual más adelante se hablará, además de haber sido el año en que las exportaciones a dicha región por parte de la EPE fueron llevadas por la filial de CFE Calificados, conforme al acuerdo para la estricta separación legal publicado en el DOF el 11 de enero de 2016 (ASF, CFE Calificados, 2019, pp. 2 y 3).

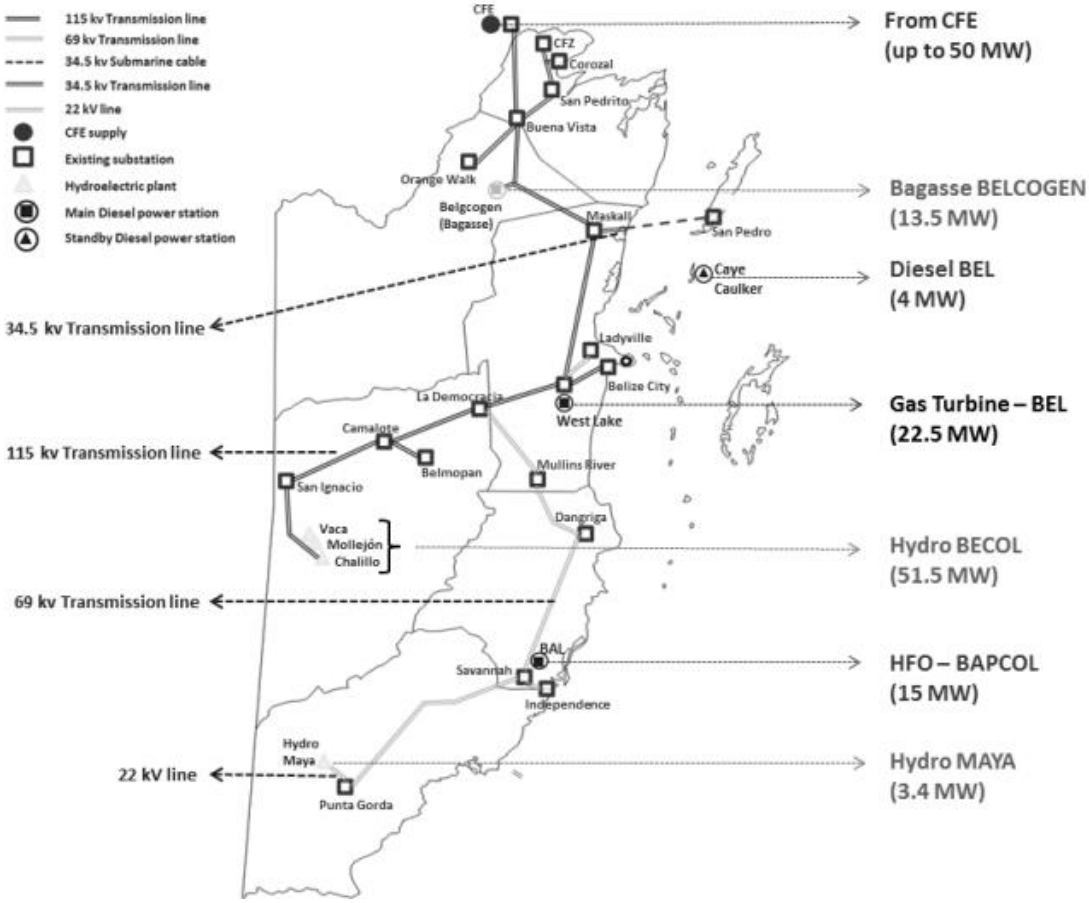
Dicho lo anterior, la auditoría hecha a la filial sobre su desempeño en 2018 (ASF, CFE Calificados, 2019, pp. 5 y 7) reveló que sus ventas equivalieron a \$330.73 MD, es decir, sólo el 1.14% de los ingresos totales de la EPE, en consideración de lo señalado en la página 107 de esta tesis. El 99.7% de estos ingresos se integraron por ventas de energía dentro y fuera del país, mientras que el 03 % restante por concepto de servicios técnicos. De los ingresos por venta de energía, el 50.5%, correspondieron a ventas directas al MEM, el 38.0% por ventas pactadas en contratos de cobertura con terceros y sólo el 11.2%, por venta de energía de exportación y que se reflejan en una cantidad de \$ 37.02 MD. Se observa entonces que las ventas por exportación sólo equivalieron al 0.12% de los ingresos totales de la EPE, por lo que no representa un papel prioritario en su estrategia de negocios en comparación al mercado mayorista nacional.

Vale añadir que los ingresos obtenidos por exportaciones no se basan en precios fijos por la energía suministrada, sino por la disponibilidad de potencia y energía que se inyecta en cierta temporada, por lo que su precio se ve influenciado por los costos marginales locales y precios en nodos distribuidos según la demanda. Estas cuestiones se detallarán para el caso de las relaciones bilaterales de México con Belice y Guatemala.

5.2.- Conexión con BELICE

En tanto que las exportaciones valen para CFE el 0.12% de sus ingresos totales, corresponde entender el papel que tienen los países vecinos del sur en tal desempeño. El primer caso en referencia, por las razones históricas expuestas en la página 141, es el de Belice. La asistencia técnica de México para el suministro de potencia y electricidad a la

empresa BelizeElectricityBoard en 1990, han tenido como resultado la instalación de una línea de transmisión de 6.5km de la subestación fronteriza de Xul – Ha, Quintana Roo, a la ciudad de Belice (Figueroa, 2016, pp. 358 y 359). De esta manera, México es el único país que exporta electricidad a Belice, mientras que este no exporta a ningún país (Mapa 17). Originalmente, el suministro se dirigió a consumidores de la zona norte del país, en Corozal y Orange Walk, mediante una línea de tensión de 34.5kV o menos con un límite máximo de importación de 5 MW de potencia. A partir de los años noventa, se construyó una línea de tensión de 115 KV y 146 km para la compra de hasta 25 MW de potencia. Actualmente, la línea tiene una capacidad máxima de transmisión de 40 MW (CEPAL,2000, pp. 8-11 y Tovar y Ventura, 2016, pp. 19 y 43).



Mapa 17. Diagrama del sistema de generación y Transmisión de Belice, en 2016. Sobre la base del Banco Mundial, 2016, p. 5.

El suministro de México ha tenido un peso considerable en la demanda de Belice. En el año fiscal 1990-1991 de los 108 GWh de demanda cubierta, el 5.55 % provino de CFE. En el año 1995-1996, de los 167.6 GWh de demanda, CFE aumento su participación

con un 13.72% del total. Para el año 1998 – 1999, de 213 GWh de demanda cubierta, el 19% provino de la EPE mexicana (CEPAL, 2000, p. 9).

Con base en la Tabla 24, es posible afirmar que México llegó a aportar el 62.9 % de los 403.8 GWh de energía disponible en 2005. Gradualmente, la generación interna aumentó hasta ocupar el 54.27% en 2009 e incluso al 65.38% en 2011. De 2012 a 2016 las importaciones mexicanas se mantuvieron en niveles ligeramente superiores al 40%, aunque en 2017 disminuyó a un 37% y en 2018 a 36%. (Rojas, 2018a, pp. 13 y 24; 2018b, p. 41; CEPAL, 2019b, pp. 16 y 28; y 2019c, pp. 67, 71 y 72). De acuerdo a los datos preliminares de 2019¹³⁶, las importaciones mexicanas alcanzaron una participación cercana a lo observado en la década pasada, al aportar el 58.34% de los 657.7 GWh de energía disponible (CEPAL, 2020b, p. 44).

Año	MW	GWh				Porcentajes	
	Demanda máxima	Energía comprada	Importación	Disponible	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
2005	63,5	149,8	254,0	403,8	349,7	13,4	72,6
2006	66,6	207,9	209,8	417,7	359,6	13,9	71,6
2007	70,0	213,5	225,2	438,7	381,8	13,0	71,5
2008	74,3	215,2	248,4	463,6	407,0	12,2	71,2
2009	76,2	256,6	216,2	472,8	417,4	11,7	70,8
2010	80,6	323,4	159,9	483,3	426,2	11,8	68,4
2011	79,3	322,2	170,6	492,8	428,5	13,1	70,9
2012	82,0	290,3	237,9	528,2	462,2	12,5	73,5
2013	84,3	316,9	234,1	551,0	483,9	12,2	74,6
2014	87,7	333,0	233,2	566,2	495,4	12,5	73,7
2015	96,0	350,7	254,9	605,5	533,2	11,9	72,0
2016	96,0	371,2	243,4	614,7	540,9	12,0	73,1
2017	104,5	400,0	230,1	630,2	552,5	12,3	68,8
2018	104,2	395,9	235,2	631,1	554,4	12,1	69,1
2019	108,7	274,0	383,7	657,7	n.d.	n.d.	69,1

Tabla 24. Balance de energía eléctrica del sistema nacional de Belice, 2005-2019. Retomado del cuadro 13 en CEPAL, 2020b, p. 38

Aunque es difícil comprobar el origen exacto de las transmisiones de energía desde México, es posible hacer la siguiente deducción: Se entendería que lo más rentable para Belice sería comprar, en primer lugar, la energía que CFE Calificados adquiere directamente en el MEM o, en segundo, de los excedentes generados por centrales eficientes cercanas a su territorio, como las pertenecientes a las zonas de estudio. Esta

136.- La CEPAL aún no publica los resultados de CEPAL sobre las otras etapas productivas del sector eléctrico regional de 2019.

segunda opción es posible una vez cubierta la demanda comprometida para el servicio básico o de futuros contratos de cobertura, puesto que, como se mencionó en la página 95 de esta tesis, CFE Calificados no tiene este tipo de acuerdos en el Sureste del país.

Esta energía tendría que suministrarse en un orden que procure garantizar la demanda a través de energías con costos de generación más económicos por su eficiencia tecnológica e impacto ambiental. En este caso, se deduce que para el despacho de energía exportada a BEL se debería tomar en cuenta primero, los excedentes que CFE Calificados llegó a adquirir de las hidroeléctricas en Chiapas. En esa lógica, deberían considerarse también los excedentes de energía que podrían tener las centrales eólicas de autoabastecimiento y PIE en el Istmo de Tehuantepec, las de Ciclo Combinado para procesar gas natural en la Península¹³⁷, las centrales eólicas y fotovoltaicas avalado por las subastas de 2015 y 2016, así como aquellas instaladas en el marco de participación directa en el MEM.

De no ser suficiente la oferta de energía por medio de tales tecnologías, CFE calificados tendría que disponer de la energía proveniente de centrales Térmicas y Turbogás en la Península que no cuentan con un Contrato Legado para el servicio básico, bajo los riesgos que implica el uso de diésel y combustóleo en los costos de generación y precios de venta disponibles en los nodos mostrados en el Mapa 15, como el caso de Xul-Ha. De hecho, los problemas de suministro de gas natural en la Península, han repercutido en los precios por lo que el distribuidor de Belice adquiere la energía, como más adelante se mencionará.

En febrero de 2018, CFE Calificados firmó un contrato de exclusividad de suministro de electricidad con BEL por cinco años, hasta por el 60% de la demanda máxima en Belice, (Solís, A., 2018, 6 de noviembre, No sólo del norte, México importa electricidad de Panamá, *Forbes México*). Bajo este contrato se determinó, en una revisión de los cuatro meses más representativos en los que BEL dispone del suministro, que la energía enviada provenía de excedentes que no se consumieron en México, y que tuvieron un valor de venta de \$ 15.44 MD (ASF, CFE Calificados , 2019, p. 10).

137.- A diferencia de las centrales eléctricas expuestas en el subtema 3.2.10 no se cuenta con información de los Estados de Resultados de las centrales de autoabastecimiento en el Istmo que permitan determinar la existencia de excedentes para su venta en el MEM, por tratarse de datos reservados por las empresas privadas relacionadas. Respecto a las PIE también ubicadas en el Istmo, de acuerdo a la Auditoría realizada a CFE Generación V por la ASF sobre su desempeño en 2018, no hay muestras que ese año se haya producido más energía que la comprometida en los contratos legados.

Además, se ha buscado en la relación comercial que Belice también exporte a México. El primer antecedente sobre dicha intención fue en mayo de 2014, de acuerdo al listado de la relación Bilateral publicado por la embajada de México disponible en <https://embamex.sre.gob.mx/belice/index.php/informacion-general>. Esta disposición fue retomada en el acuerdo firmado en febrero de 2018, que faculta a la compañía BEL la opción de vender excedentes México, como en el caso de las altas temporadas de lluvia aprovechables por sus hidroeléctricas. Aunque no se aprecien por el momento tales excedentes, existe el interés de ambos países en que el aumento de la generación en Belice se complemente mediante nuevos proyectos eólicos y solares (Solís, A., 2018, 27 de febrero, Ahora Belice podrá venderle a México sus sobras de electricidad, *ForbesMéxico*). Esto podría constituir una alternativa de adquisición para México ante la falta de suministro de gas natural, de mantenimiento de las hidroeléctricas en Chiapas o la suspensión de proyectos solares y eólicos en la Península de Yucatán.

Sin perjuicio de que el precio de las importaciones desde México pudiera elevarse debido a los costos marginales de insumos ineficientes en ese país, la integración de Belice al SIEPAC como alternativa presenta ciertas dificultades. De acuerdo a lo comentado por el Dr. Tovar Hernández en entrevista, es un tema que tiene que estudiarse detenidamente ya que, al ser un sistema muy pequeño, se presentarían muchos problemas por fallas en la confiabilidad del SIEPAC, en caso de no realizar una interconexión con las medidas técnicas adecuadas. Si bien el precio marginal nodal de la energía en México puede llegar a ser alto al utilizar insumos ineficientes, no superaría los sobrecostos de inyección energía proveniente de las líneas del SIEPAC por fallos en su confiabilidad. En ese sentido, Belice paga por un contrato firme con México por la garantía de no quedarse sin suministro mediante una línea proporcional a su sistema, a menos de que ocurran fallas importantes en México como las que ha habido ocasionalmente, aunque no tan seguido como en Centroamérica. En cambio, a Belice no le conviene supeditar la confiabilidad de su interconexión al SIEPAC ya que es mucho menor a la que tiene garantizada con México, y donde las fallas en el Sistema regional causan apagones en dos o tres países.

Es por lo anterior, que el Dr. Ventura reconoció en su entrevista que las recomendaciones para la interconexión con el SIEPAC son comúnmente vistas a largo plazo en el mejor de los casos. Belice es un mercado muy que comparte una zona turística del caribe con y electrificada por México. Si bien la demanda de Belice es muy

pequeña comparada al sistema mexicano, para Belice las inyecciones que envía CFE son importantes. En contraste, la parte norte de Guatemala, zona forzosa para la conexión con este país o el SIEPAC es una zona muy lejana dada la escasa electrificación en la región del Petén, similar al caso de Baja California con el resto de México. Por eso no se ve factible de momento, según las evaluaciones hechas, la interconexión de Belice a la región, puesto que se requiere invertir mucho para tranzar poco. Tal vez sería más posible seguir los mismos pasos que México, en el sentido que antes de pensar en la conexión con el SIEPAC, primero tendría que concretar el enlace con su país vecino que en este caso también sería Guatemala solo que desde el norte de su territorio.

El Dr. Ventura señaló que la integración con el norte de Guatemala representa posibles oportunidades de negocio, ante la planeación de mega obras de infraestructura como el tren maya y otras para el transporte de mercaderías. Algo q no se menciona es que en la zona norte de Guatemala se usa gas natural para la generación de electricidad. En ese sentido, sería factible unir en el corto plazo a Belice con el mercado norte de Guatemala. Con el SIEPAC es un tema que por lo pronto seguirá pendiente para las próximas décadas. Sin embargo, unobstáculo a superar es el reconocimiento de fronteras entre Belice y Guatemala, mismo que se encuentra pendiente en el Tribunal de La Haya. A partir de esa base legal sólida surgen las oportunidades de negocio. Sin duda a Belice le conviene diversificar sus ofertas de mercado, no solo de México sino de Gas Natural con Guatemala. Las sequías afectan a mercados pequeños como el suyo, así que por eso las interconexiones respaldan su suministro.

5.2.1.-Aspectos estructurales generales de Belice en el sector eléctrico.

Para entender de una manera más amplia la relación comercial bilateral, se estima necesario reconocer algunos ámbitos estructurales del sector eléctrico beliceño¹³⁸. La entidad reguladora del sector es la Public Utilities Commission, mientras que BEL es el principal distribuidor y suministrador de electricidad en el país. De acuerdo al Reporte Anual de BEL de 2017 (pp. 1 y 30), ese año BEL vendió 87.6% de los 630.2 GWh disponibles. El Gobierno de Belice y la entidad estatal del Consejo de Seguridad Social ocupan conjuntamente el 63.8 % de las acciones de BEL, la empresa canadiense Fortis

138.- Cómo se señaló en el primer capítulo de esta tesis, su objeto de estudio no es profundizar sobre los aspectos estructurales de los demás países miembros del PIDM. Por este motivo, sólo se hará referencia a aquellos aspectos que se consideran pueden tener relación con México, desde el punto de vista del regionalismo estratégico.

tiene el 33.3% y el 2.9% pertenece a más de 1,500 pequeños accionistas. Esta repartición es proceso de un interés del gobierno en la participación mayoritaria de la empresa, ya que hasta antes de 2011, la canadiense contaba con el 70% de las acciones¹³⁹.

BEL es responsable de adquirir la totalidad de energía suministrada por CFE Calificados desde México, aunque adquiere la mayor parte a través de las compras de energía producida dentro de Belice. Los generadores principales de este país son Belice Electric Company Ltd. (BECOL), subsidiaria de Forti Inc., la principal generadora hidroeléctrica con plantas ubicadas al oeste de Belice; otra hidroeléctrica conocida como Hydro Maya propiedad de la empresa local Belize Hydroelectric Development and Management Company; centrales que utilizan biomasa, principalmente Belize Cogeneration Energy Limited (Belcogen) propiedad de la local Belize Sugar Industries y las plantas de diésel de BEL (BEL, Reporte Anual, 2017, pp. 22 y 41; y CEPAL, 2019b, p. 31). Las pérdidas que ha tenido BEL entre lo disponible y lo vendido se han mantenido entre 11% y 14 % desde 2005 a 2018, como se observa en la Tabla 24. Para ese último año, Belice mantuvo una cobertura cercana al 95% (CEPAL, 2019c, pp. 65 y 70).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total (en GWh)	322,2	290,3	316,9	335,2	345,9	372,0	400,1	405,7	274,0
Crecimiento (en porcentajes)	-0,4	-9,9	9,2	5,8	3,2	7,5	7,6	4,0	-32,5
Generación (En GWh)									
Hidro	244,6	208,6	258,6	256,3	235,9	260,5	282,2	249,7	74,6
Biomasa	70,7	64,5	48,9	66,4	83,3	79,0	82,3	93,8	91,9
Solar	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Térmica	6,9	17,2	8,8	12,0	26,1	31,9	34,9	61,6	106,8
Renovable	315,3	273,1	308,1	323,2	319,8	340,1	365,1	344,1	167,1
No renovable	6,9	17,2	8,8	12,0	26,1	31,9	34,9	61,6	106,8
Pública	6,9	13,6	7,9	7,8	14,9	14,4	15,5	16,8	21,7
Privada	315,3	276,7	309,0	327,4	331,1	357,6	384,6	388,8	252,3
Participación con respecto al total anual (En porcentajes)									
Hidro	75,9	71,9	81,6	76,4	68,2	70,0	70,5	61,5	27,2
Biomasa	21,9	22,2	15,4	19,8	24,1	21,2	20,6	23,1	33,6
Solar	0,00	0,00	0,19	0,19	0,18	0,16	0,16	0,15	0,24
Térmica	2,1	5,9	2,8	3,6	7,6	8,6	8,7	15,2	39,0
Renovable	97,9	94,1	97,2	96,4	92,4	91,4	91,3	84,8	61,0
No renovable	2,1	5,9	2,8	3,6	7,6	8,6	8,7	15,2	39,0
Pública	2,1	4,7	2,5	2,3	4,3	3,9	3,9	4,2	7,9
Privada	97,9	95,3	97,5	97,7	95,7	96,1	96,1	95,8	92,1

Tabla 25. Generación de Belice, 2011-2019. Retomado del cuadro 15 en CEPAL, 2020b, p. 40.

139.- Dicha información consta en el Oficio dirigido por la compañía Fortis, INC. Al Gobierno de Belice el 13 de junio de 2011, el cual puede consultarse en el siguiente enlace: [https://www.fortisinc.com/news-and-media/details/fortis-government-of-belize-announces-intent-to-acquire-control-of-belize-electricity-limited-\(bel-\)](https://www.fortisinc.com/news-and-media/details/fortis-government-of-belize-announces-intent-to-acquire-control-of-belize-electricity-limited-(bel-))

Más allá de la dependencia de las importaciones mexicanas para el suministro, se observa en la Tabla 25 que la evolución energética de Belice ha tenido una evidente inclinación hacia las energías renovables.

La generación de Belice tuvo un crecimiento de 25.9% de 2011 a 2018, aunque de acuerdo a los resultados preliminares de 2019, disminuyó un 32.46% respecto al año anterior, de manera que incluso alcanzó el monto más bajo en toda la década. En dicho periodo más del 95% de la energía provino de centrales privadas, con excepción de 2019, que bajó a un 92%. Las cifras en materia de energías renovables han tenido un decrecimiento considerable de 97.9% a 61% durante el periodo 2011 a 2019. Ello se debió a que, en el último año, sólo el 27.2% de la energía total provino de centrales hidroeléctricas a diferencia de los años anteriores que se mantenían entre el 61% y 82%. La escasez a través de dicha fuente renovable en 2019 tuvo que compensarse, primero, por la energía térmica, misma que casi se triplica en su participación de 2018 a 2019, posteriormente por la de Biomasa y por último, la solar, la cual ha tenido un peso marginal en Belice (CEPAL, 2019b: 19 y 30; 2019c, pp. 67-69; Rojas, 2018a, p.26; y 2018b, p. 43).

Al comparar la Tabla 25 sobre la generación con la Tabla 26 sobre capacidad instalada, se observa que la industria privada, conformadas por las centrales renovables, han tenido mayor factor de carga que aquellas que pertenecen al sector público, incluso en el caso de la energía hidroeléctrica, a pesar de su declive en 2019.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total (en MW)	141,8	141,8	141,8	141,8	141,8	141,8	157,8	157,8	157,8
Crecimiento (en porcentajes)	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,3	0,0	0,0
Capacidad instalada (En MW)									
Hidro	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5
Cogeneración	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	43,5	43,5	43,5
Solar	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Térmica	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
Renovable	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	98,5	98,5	98,5
No renovable	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
Pública	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Privada	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7	128,7	128,7	128,7
Participación con respecto al total anual (En porcentajes)									
Renovable	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	62,4	62,4	62,4
No renovable	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	37,6	37,6	37,6
Pública	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	18,4	18,4	18,4
Privada	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	81,6	81,6	81,6

Tabla 26. Capacidad instalada de Belice, 2011-2019. Sobre la base del cuadro 14 en CEPAL, 2020b, p. 39.

Si bien se muestra un aumento en la potencia instalada y generación de energía dentro de Belice, su crecimiento de la demanda máxima pareciera contribuir en la decisión de continuar con una participación considerable del suministro proveniente de México. La demanda máxima de Belice ha tenido un crecimiento de 81.12 % de los 44.5 MW en 2000 a los 80.6 MW en 2010 y un 34.86% a partir de este año a los 108.7 MW registrados en 2019(CEPAL, 2020b, pp. 32 y 38; y Rojas, 2018b, p. 27).

También se observan modificaciones en la representación de cada sector consumidor. De 66,081 usuarios existentes en el año 2004, el 99.18 % perteneció al sector residencial y el resto a los sectores comercial, industrial y de alumbrado público. Este aumento se debe probablemente a la reclasificación de usuarios hecha por el gobierno de Belice en 2012. Para 2017, se contó con 94,465, de los cuales el sector residencial se redujo a 80.72% y el incremento de lo restante a los demás sectores (Rojas, 2018b, p. 45).El crecimiento del sector comercial e industrial se evidencia también por la cantidad de energía consumida. De 330 GWh comercializados en el 2004, el 57.42 % de ventas provino del sector residencial, 35.18% del sector comercial e industrial y el 7.4% restante al sector de alumbrado público.Para el año 2018, de los 554.4 GWh vendidos el 56% perteneció a los sectores comercial e industrial, mientras que el residencial obtuvo el 39.5% y el de alumbrado el 4.5%(CEPAL, 2020a, p. 48).

Los ingresos por venta de electricidad muestran un crecimiento máximo de 2011 a 2013 seguido por una disminución en 2016 que se revirtió ligeramente en 2018. Además de los ingresos, en el 2018 fue mayor la cantidad de energía que dos años antes, aunque también 0.01 \$ USD/KWh más caro el precio promedio, como se observa en la Tabla 27.

No obstante, el margen de ingresos y el precio promedio son menores a los de 2011 y 2013, en relación con la energía que en estos dos años se vendió.

Año	2011	2013	2016	2018
Ventas (MD)	\$ 96.08	\$ 117.28	\$ 99.49	\$ 108.65
Energía generada (GWh)	428.5	483.9	540.9	552.5
Precio promedio (USD/KWh)	\$ 0.2242	\$ 0.2424	\$ 0.1839	\$ 0.1960

Tabla 27. Estadísticas de los años más significativos entre 2011 a 2018 sobre las ventas de energía de Belice. Sobre la base del Cuadro 25 (CEPAL, 2020a, p. 49).

Para 2018, el rango de tarifas de la más económica a la más cara comprendió de la residencial de menor consumo en \$ 0.1717 USD/KWh al sector comercial de menor

consumo, con \$ 0.2189 USD/KWh. Por otro lado, Belice cuenta con la única tarifa en el SICA que ofrece un subsidio para una categoría diferente a la residencial, con el fin de evitar el acceso de usuarios que no necesitan realmente el apoyo gubernamental, con un precio de \$ 0.1162 USD/KWh en 2018 (CEPAL, 2019b, p. 78, 81-84).

En un principio, la mayoría de las importaciones de Belice provenientes de México correspondieron a compras de excedentes en las horas fuera de la demanda máxima mexicana, lo que favoreció el precio en los términos de suministro. De 1996 a 2008, CFE aplicó una tarifa base de entre \$0.026 y 0.029 USD/kWh según el horario, y para períodos de alta demanda, el precio subía a \$0.25 USD/kWh¹⁴⁰(CEPAL, 2000, pp. 8-11, 18 y 19). Aunque no se tiene registro si tales términos se renovaron después de 2008, de acuerdo a un listado de la relación Bilateral publicado por la Embajada de México en Belice, durante abril de 2013, Belice solicitó a México la reducción del 10% del precio de la venta de electricidad de la CFE a BEL. En septiembre de 2013, México aceptó una tarifa que incluye los costos totales, más un cargo fijo de \$ 0.14 dólares por KWh¹⁴¹.

De acuerdo a al Reporte Anual de BEL de 2018 (pp. 2, 6, 8 y 13) y 2019 (pp. 6, 17 y 20) la razón al aumento reciente en la Tarifa, se debió a las volatilidades en los costos extras por falta de abastecimiento en la Península de Yucatán. Como se ha visto, tales costos se deben a insuficiencias en el transporte de gas y pérdidas en la transmisión de energía desde Chiapas. Además, BEL se ha visto forzada a aumentar las importaciones de CFE ante la baja generación de sus hidroeléctricas por la peor sequía en 30 años.

5.3.- Conexión con Guatemala

Por parte de Guatemala, la interconexión con México es diferente al caso de Belice. En atención a lo señalado en la página 143 de esta tesis, en 2008, la CFE suscribió un contrato de energía firme a largo plazo para la venta de 120 MW al INDE de Guatemala, mientras que éste podría vender a la CFE 70 MW. Los precios acordados consistieron en un pago mensual por energía firme en \$ 4 USD/kW con cargos por transmisión incluidos, precio sujeto a la inflación de US, así como un pago por energía asociada de \$ 0.079 USD/KWh para el fin de 2009 y \$ 0.073 USD/KWh entre 2010 y

140.- El tipo de cambio del peso mexicano frente al dólar estadounidense a 20 de diciembre del 2000 fue igual a 9.43, de acuerdo al enlace del portal del Banco de México.

141.- El listado de la relación bilateral publicado por la Embajada de México en Belice se encuentra disponible en el link señalado en la página 156.

2011. De los \$ 55.8 MD que representaron el monto total de inversión en la obra, Guatemala aportó \$ 43.3 MD y el restante la CFE de México (Castillo, 2013, pp. 83 y 84).

La interconexión operó por primera vez a finales de 2009 mediante un contrato de prueba y a través de una línea de transmisión de 103 km a 400 kv de tensión que enlaza las subestaciones Tapachula, 32 km en México, y 71 km en Los Brillantes, en Guatemala (CEPAL, 2019a, p. 46). En el 2011 comenzó a operar comercialmente la interconexión y para 2013, el INDE mantenía la importación de los 120 MW de potencia acordados con una capacidad de transmisión desde México de 200 MW (Castillo, 2013, p. 70).

El Dr. Tovar Hernández señaló en su entrevista que antes de la reforma de 2013 en México, CFE ofrecía la venta de energía como si fuera un contrato de autoabastecimiento para el INDE, ya que no existía un mercado con la participación de otros competidores para la exportación a Centroamérica. Entonces el contrato tenía un componente fijo que en 2015 andaba en al menos \$ 500,000.00 USD mensuales, con los cuales CFE seguramente ha recuperado sus costos de inversión respecto a su sección en la línea de transmisión binacional. Por su parte, el INDE es quien realmente ha salido más beneficiado en este contrato, ya que procura comprar al mejor precio para luego venderlo con una ganancia mayor. La línea binacional se construyó bajo un esquema de derechos físicos de transmisión, donde quien paga esos derechos es considerado como el propietario de esa línea y puede disponer de ella, incluso en favor de terceros. Posteriormente es probable que la CFE y el INDE negociaran con la central Huinalá en Monterrey y las dos distribuidoras en Guatemala para que estas se encargaran de la ampliación la transferencia a los 220 MW en Los Brillantes.

La cantidad de energía transmitida desde México se ha visto condicionada desde un principio a la integración de Guatemala con los demás países de Centroamérica. Para el segundo semestre de 2010, se registraron oscilaciones de potencia por falta de sincronía entre los generadores de México y Centroamérica que causaban riesgos en el funcionamiento del SIEPAC, especialmente en los casos de baja carga. Con el fin de garantizar la seguridad operativa regional, en noviembre de ese año, se ordenó la desconexión del enlace de Tapachula a Los Brillantes durante diez horas al día. Posteriormente, en noviembre 2015, se estableció un mecanismo de protección del sistema regional que inhabilitaba la interconexión bilateral, en caso de presentarse las oscilaciones referidas, con el fin de priorizar el funcionamiento del enlace de Guatemala

con el SIEPAC. Para enero de 2016 el EOR ejecutó pruebas para extender gradualmente el tiempo de operación de la interconexión de Guatemala con México hasta su funcionamiento pleno al mes siguiente (Tovar y Ventura, 2016, pp. 20 y 21).

El período de conexión parcial del enlace binacional se extendió por casi seis años, en gran medida, debido al interés mayor de los miembros del SIEPAC en adoptar un nuevo reglamento del MER, mismo que se firmó en junio de 2013, así como evaluar el desempeño de la operación primer circuito del SIEPAC, construido en octubre de 2014 (Tovar y Ventura, 2016, pp. 21). La exposición gráfica de la línea entre México - Guatemala y las dos líneas que forman el SIEPAC pueden observarse en el Mapa 18.



Mapa 18. Interconexión México Guatemala y SIEPAC. Sobre la base de MAPA III.1 de CEPAL, 2019a (p. 46).

De acuerdo al Dr. Tovar Hernández en su entrevista, señaló que aún se inhabilita el circuito de interconexión binacional debido a problemas de oscilaciones de potencia. No obstante, el Dr. Ventura también comentó que los problemas de interconexión entre los dos países se han limitado. Ambos especialistas coinciden que México y Guatemala han trabajado desde hace tiempo para sincronizar sus sistemas y lograr mayor fluidez en el tránsito, de manera que las causas se deben mayormente a fallas que acontecen en el resto de Centroamérica.

Conforme a la Tabla 28, se observa un incremento en las importaciones desde México de 2010 a 2011 vinculado al inicio de la operación comercial de la línea binacional, una vez transcurrido el periodo de prueba. Con la inhabilitación parcial un año después, las importaciones disminuyeron, aunque tuvieron un aumento considerable a partir de su funcionamiento pleno en 2016 y el funcionamiento de la central de ciclo combinado en la Entidad Federativa de Nuevo León, al noreste de México, de la cual se hablará más adelante (Tovar y Ventura, 2016, pp. 20). Estas dos cuestiones influyeron en que, en 2019, se obtuvieran la mayor cantidad de importaciones de todo el período.

(En GWh)

Descripción	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importación total	348,68	514,38	215,22	185,87	517,54	361,34	565,13	816,53	783,99	1 106,56
Energía importada	346,28	496,14	187,84	160,67	495,44	344,66	530,97	780,01	754,55	1 061,67
Energía inadvertida más emergencia más compensable importada	2,40	18,24	27,38	25,20	22,10	16,68	34,16	36,52	29,44	44,89
Exportación total								103,82	673,01	515,43
Energía exportada								52,09	602,56	448,27
Energía bonificable más inadvertida hacia México	7,36	17,65	15,77	14,93	19,87	26,67	50,31	51,73	70,45	67,16

Tabla 28. Intercambio de electricidad de Guatemala con México de 2010 a 2018 (GWh). Sobre la base del cuadro 30 en CEPAL, 2020b (p. 62).

También se hace constar el crecimiento de las exportaciones de Guatemala a México después de la reapertura de la conexión binacional, donde el 2018 fue el año con más de estas exportaciones. Esto quiere decir que la balanza comercial de México con este país se redujo de 712.71 GWh en 2017 a 110.98 GWh a favor en 2018 pero que en 2019 aumentó hasta 591,13 GWh (CEPAL, 2020b, p. 62; Rojas, 2018a, p. 13; y Rojas, 2018b, pp. 19 y 20). Según los Informe Estadístico del AMM de 2017 (p.19), las principales empresas que exportaron a México fueron Comercializadora Electronova con 34.35 GWh y BiomassEnergy 15.61 GWh. De acuerdo al informe del AMM 2018 (p. 21), los principales exportadores a México fueron Inversiones Nacimiento con 368.02 GWh, Comercializadora Electronova con 200.94 GWh, Renace con 19.64 GWh y BiomassEnergy con 13.97 GWh. De acuerdo al informe del AMM 2019 (p. 21), las principales fueron Inversiones Nacimiento con 157.12 GWh, Renace, S.A., con 62.39 GWh, San Diego, S.A., con 33.87 GWh y Jaguar Energy Guatemala LLC con 31.96 GWh.

Estas empresas son de origen guatemalteco y, de acuerdo a la investigación realizada, no se aprecia ninguna fuente institucional, académica o periodística que confirme que tales exportaciones se hayan realizado mediante contratos firmes, por lo que estas se han hecho a través del mercado de oportunidad en tiempo real¹⁴².

A la par de la evolución en el mercado binacional, la central de Ciclo Combinado en Nuevo León ha sido determinante en el aumento de transmisiones de electricidad desde México. A finales de 2012, se autorizó su instalación, en el municipio de Pescadería, a unos 25 km al oriente de la ciudad de Monterrey (Herrera E., 2015, 28 de abril, Construyen central eléctrica en Pesquería, *Milenio*). La central compra el gas natural desde EUA a través de un gasoducto privado y posteriormente sube la energía generada a la red eléctrica de CFE hasta la subestación Tapachula para su interconexión con Guatemala. La central es propiedad de la empresa guatemalteca Electricidad del Caribe S. A y se le identifica como Huinalá. En 2015 se inició la ampliación de la subestación Los Brillantes con el fin de recibir la electricidad proveniente de dicha central, misma que comenzó a operar en el segundo semestre de 2016 (Tovar y Ventura, 2016, pp. 20 y 21).

El funcionamiento de la central fue resultado de constantes negociaciones entre México y Guatemala para coordinar el incremento de las transacciones en el enlace binacional, sin arriesgar la seguridad operativa del mercado del SIEPAC. Mediante una licitación se acordó el suministro de 120 MW a las distribuidoras guatemaltecas Energuate y EEGSA, aunque la potencia total de la central es de 139 MW. Se trata de un nuevo contrato además del que ya tienen acordado CFE y el INDE. Del total de energía importada desde México en 2017, alrededor del 95% provino de la generada por esta empresa (CEPAL, 2019b, p. 16 y Rojas, 2018a, pp. 12 y 13).

De acuerdo a lo informado en la entrevista con el Dr. Ventura, la Licitación se realizó en Guatemala de manera abierta y posiblemente para un servicio de 15 años de energía firme con componente de mercado de ocasión como el previsto entre CFE y el INDE. La energía comprada por las distribuidoras de Guatemala debe cobrarse el precio del mercado horario marginal o de Spot. En casi todos los países de Centroamérica las distribuidoras tienen que licitar públicamente la compra de energía y asignar al precio más

142.-Sirve de apoyo a esta aseveración los periodísticos: Bolaños R., 2016, 1 de junio, Guatemala cumple una semana de exportar energía a México, *Prensa Libre*; y la Sección de *Noticias del Sistema de Integración Centroamericana*; Álvarez L., 2018, 25 de enero, "Guatemala aprovecha mercado para exportar energía a México", *El Periódico*, entre otros.

barato. En ese sentido la reforma energética mexicana promovió el contrato de Huinalá y que el concepto de soberanía energética no debería ser una barrera para la integración.

La operación de la central en Nuevo León representa entonces un nuevo esquema de exportación dispuesto por la reforma constitucional de 2013 en México ya que, en un principio, basta que su energía se cargue en el nodo de inyección y que se encuentre disponible la misma cantidad de energía en el nodo de retiro para su venta en el MECP.

El Dr. Tovar consideró en su entrevista que, con el inicio de operaciones de esta central, se aprecia un nuevo negocio redituable para los participantes de ambos países, ya que puede adquirir el gas natural de EUA a un precio sumamente económico. Además, dicha central sólo tiene que pagar una tarifa por el servicio de transmisión que se pasa por 400 KV, equivalente a solo unos \$ 6 o \$ 7 USD/MWh incluidos los costos de la tarifa para el generador y el consumidor, lo cual representa una ventaja económica tanto para el que inyecta como el cliente que retira la energía. Cabe aclarar que, en opinión del propio Dr. Tovar pero también del Dr. Ventura, esta tarifa difícilmente podría considerarse como un subsidio indirecto, como el que acusa el gobierno sobre las plantas de Autoabastecimiento, ya que es fijada por la CRE en el marco del nuevo mercado promovido por la reforma de 2013. Adicionalmente, esta central funciona mediante la tecnología de ciclo combinado, la cual la hace más eficiente frente a otras centrales de CFE, incluidas las PIE. Por esta razón, es probable que las exportaciones a Guatemala hayan aumentado a partir de 2016.

La cuestión sería conocer si existen riesgos de elevación de costos marginales y precios nodales en el sureste al disponer la central de Monterrey del gas natural para las inyecciones Guatemala, de manera que provoque escasez de este insumo en dicha región y se vea obligada a utilizar insumos ineficientes, sobre todo en periodos de demanda máxima. Al respecto, también el Dr. Tovar opinó que es verdad que el generador más caro impone el costo marginal local pero, realmente es la congestión de la red lo que en verdad provoca disparos exorbitantes en el precio de la electricidad, como ocurre en la Península de Yucatán cuando no se produce energía localmente. En relación a esto, con base en lo opinado por el Mtro. López Velarde en su entrevista, si esta central se encuentra en operación, es porque tendría que cumplir con las medidas técnicas establecidas en el Código de Red para subir adecuadamente a las redes la energía generada, por lo que este y otros tipos de problemas de interconexión la red nacional son responsabilidad del

CENACE y CFE en cuanto al manejo en el flujo de energía interconectada a un sistema extranjero. En cualquier caso, los participantes en México deben respetar su Código Red, y los de Guatemala cumplir con el suyo, si es que lo tiene.

En cuanto al peso que tiene propiamente la Central de Huinalá, el Dr. Ventura consideró durante la entrevista correspondiente que las transacciones a Guatemala, incluso las que ocurren en el SIEPAC, son muy pequeñas en comparación al inmenso total de energía que se transmite dentro del sistema mexicano, por lo que es difícil que la central en Monterrey pueda comprometer por sí sola los costos marginales y precios nodales en el sureste del país. Por otro lado, Huinalá contribuye en el flujo de electricidad y en la reducción de pérdidas.

Sin perjuicio de la contribución de la Central de Huinalá a la fluidez en el sistema y a las exportaciones, no quedaban claro las aportaciones reales que tuvieran las hidroeléctricas de Chiapas y eólicas de Oaxaca para la interconexión regional. En ese sentido, el Dr. Tovar comentó durante su entrevista que sí deberían tener cierta aportación, aunque es difícil determinar su origen una vez que se inyectan a las redes de transmisión. Lo que realmente ocurre es que, si tienes una demanda pico en el Sistema Eléctrico Mexicano, por ejemplo, de 40,000 MW, mientras que la conexión binacional mantiene una demanda de 120 MW, entonces tanto centrales privadas como las de CFE aportan en mayor o menor medida el flujo de dicha demanda para respetar el balance requerido en el sistema mexicano, sin que se limite a la participación exclusiva de las centrales del Sureste. A manera de complemento, el Dr. Ventura resaltó que la topología del sistema regirá la ubicación de la generación y la demanda determinará el flujo de energía. Es por ello que las energías del sureste representan nuevas opciones de flujo para potenciales clientes en Guatemala e incluso en el resto de Centroamérica, aunque podría disminuir la energía enviada al centro del país.

En cuanto al comportamiento de las variaciones de precios entre ambos países, se puede observar en la Tabla 29 lo siguiente: El precio de la energía es definido en Guatemala como el Precio de Oportunidad de Energía (POE), mientras que el enlazado con México como el Costo Variable de la Interconexión (CVI) según el flujo de energía transmitida de Tapachula a Los Brillantes. En 2012 los CVI fueron más competitivos en los valores medios y máximos que los POE, mientras que en 2013 los POE fueron más

competitivos que los CVI en cualquier escenario, año que, según la tabla 28, fue el de

Año	POE Guatemala (En dólares/MWh)			CV Interconexión México-Guatemala (En dólares/MWh)		
	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
2012	125,15	155,11	163,01	145,47	153,32	156,62
2013	95,46	130,11	147,27	127,48	148,22	156,68

menores importaciones provenientes de México (Tovar y Ventura, 2016, pp. 45 y 47)¹⁴³.

Tabla 29. Valores promedio del POE y del CV de la interconexión México-Guatemala, 2012-2013. Sobre la base del Cuadro 14 en Tovar y Ventura, 2017, p. 47.

Otra referencia a tomar en cuenta, es el porcentaje de horas por tipo de transacción. De acuerdo al Reporte Anual del MEM de 2018 se observó que la mayor parte de las transacciones para México tuvieron origen en las importaciones eficientes, aquellas inyecciones provenientes de Guatemala que en ese momento tuvieron un precio menor que las disponibles en el mercado mexicano. Cabe añadir que las exportaciones eficientes, aquellas inyecciones mexicanas que ofrecieron un mejor precio que el ofrecido en el mercado guatemalteco, así como las ineficientes, ocuparon márgenes de participación muy cercanos entre sí y ligeramente por debajo de las importaciones eficientes. Por el contrario, en 2019, la mayor parte de las transacciones tuvo origen en las exportaciones tanto eficientes e ineficientes. Otra distinción de este año respecto al anterior es una participación mínima de los periodos sin flujos de la interconexión¹⁴⁴.

Año	Exportación Eficiente	Exportación Ineficiente	Sin flujos	Importación eficiente	Importación ineficiente
2018	26%	25.5%	8.9%	29.4%	10.3
2019	46%	40%	1%	11.7%	1.3%

Tabla 30. Porcentaje de horas por tipo de transacción de Tapachula, México a los Brillantes, Guatemala. Elaboración propia sobre la base del Reporte Anual del MEM de 2018 (p. 276) y del Cuadro 102 (p. 333) del Reporte Anual del MEM de 2019.

De esta manera, en atención a lo expresado por los Dres. Tovar Hernández y Ventura en sus respectivas entrevistas, se aprecian los beneficios de contar con la interacción de dos mercados transparentes ya que se puede determinar en tiempo y lugar específico dónde es más económica la adquisición de energía. En el caso de las exportaciones que realiza Guatemala, estas también le convendrán a México cuando los

143.- No se tiene registro de este ejercicio comparativo en otros años.

144.- Tampoco se cuenta con un ejercicio similar a este o al del párrafo anterior respecto a la conexión con Belice por falta de datos, según lo señalado en el Reporte Anual del MEM de 2018 (p. 276) y 2019 (p. 333).

costos marginales y precios nodales sean más caros dentro de su territorio. El INDE procuraría entonces que la energía solamente sea adquirida cuando el precio ofertado por CFE sea más bajo que el de la generada en Guatemala (Tovar y Ventura, 2016, pp. 7 - 9 y43). Para el caso de la central Huinalá, se observa que las dos distribuidoras guatemaltecas buscarían comprar la energía desde Monterrey cuando no existiesen riesgos de altos costos en la transmisión o por el uso de tecnologías ineficientes para la generación como sucede en las épocas de alta demanda en junio y julio de 2018, como se expuso en las páginas 96 a 98, 118 y 119 de esa tesis.

5.3.1.-Aspectos estructurales generales de Guatemala en el sector eléctrico

Para entender de una manera más amplia la relación comercial bilateral, se estima necesario reconocer algunos elementos internos del sector eléctrico de Guatemala¹⁴⁵. Al comparar los datos de la tabla 28 con los de la oferta de demanda de Guatemala, disponibles en la Tabla 31, es de constar desde el punto de vista de este país el peso mayoritario de México en sus importaciones. De todas las importaciones realizadas por Guatemala en 2010 a 2012, las electricidad proveniente de México se mantuvo en un rango del 95.31% y 97.86%% de participación de las importaciones totales. Entre 2013 a 2016 la participación de México se redujo a un margen del 61.78% al 75.66%, periodo que coincide cercanamente con el de la inhabilitación parcial de la línea binacional por problemas de oscilaciones de potencia. Una vez en funcionamiento la reapertura plena de la línea, las importaciones mexicanas de 2017 a 2019 alcanzaron porcentajes similares a lo registrado en los primeros años con un rango del 91.6%al 97.02% del total.

Año	MW		GWh					Porcentajes			
	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación		Exportación	Importación	Consumo propio	Disponibles	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
			Pública	Privada							
2005	2 088,9	1 290,1	2 095,6	5 125,0	335,4	23,2	13,5	6 894,8	5 650,4	18,0	61,0
2008	2 257,2	1 430,1	2 431,2	5 472,5	76,0	4,7	44,0	7 788,4	6 509,7	16,4	62,2
2009	2 369,7	1 472,5	1 962,6	6 016,1	94,1	37,2	30,2	7 891,6	6 836,4	13,4	61,2
2010	2 474,5	1 467,9	2 385,0	5 529,0	138,9	362,3	45,2	8 092,2	7 021,0	13,2	62,9
2011	2 588,6	1 491,2	2 534,1	5 612,5	193,4	525,6	49,8	8 429,1	7 258,7	13,9	64,5
2012	2 790,1	1 533,0	2 523,9	6 179,7	195,6	225,8	47,9	8 685,9	7 493,5	13,7	64,7
2013	2 968,3	1 563,6	2 515,7	6 754,9	587,9	266,6	44,0	8 905,4	7 632,4	14,3	65,0
2014	3 115,7	1 635,9	2 513,9	7 266,8	1 187,0	708,2	38,3	9 243,7	8 000,5	13,4	64,5
2015	3 725,2	1 672,1	1 876,4	8 425,6	1 087,2	584,8	68,3	9 731,2	8 620,6	11,4	66,4
2016	4 201,0	1 701,6	1 595,8	9 282,1	1 334,8	746,9	74,1	10 215,9	8 794,4	13,9	68,5
2017	4 068,8	1 749,5	2 149,3	9 340,6	1 857,8	891,4	102,5	10 421,0	8 923,2	14,4	68,0
2018	4 151,6	1 762,5	1 905,7	10 616,7	2 500,4	825,7	75,9	10 771,9	9 337,1	13,3	69,8
2019	4 111,4	1 785,4	1 510,3	10 717,9	2 190,0	1 140,5	86,4	11 068,5	n.d.	n.d.	70,8

145.- Como en el caso de Belice, sólo se hará referencia a aquellos aspectos estructurales que podrían tener relación con México, desde el punto de vista del regionalismo estratégico.

Tabla 31.Oferta de demanda de potencia (MW) y suministro de electricidad (GWh), 2005 a 2019 de Guatemala. Retomado del cuadro 25 en CEPAL, 2020b (p. 53).

Por otra parte, también en la Tabla 31 muestra que Guatemala cuenta con una ampliación exportadora regional desde antes de su interconexión con México. No obstante, la reapertura en la conexión con México a partir de 2016 representó una invitación a un nuevo mercado. Del total de las primeras exportaciones regionales de Guatemala en 2017, el mercado mexicano representó el 5.58%, en 2018 el 26.91 % y en 2019 el 23.53% (CEPAL, 2020b, pp. 53 y 62).

Al analizar de manera conjunta las tablas 28, 31 y 32, se observa que Guatemala desempeña un papel fundamental como el mayor responsable de las exportaciones en el SIEPAC del 2005 a 2019, excepto en 2008 y 2009.

Año	MW		GWh						Porcentajes	
	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación		Exportación	Importación	Disponibles	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
			Pública	Privada						
2005	9 014,1	5 951,8	13 739,5	20 635,2	560,4	562,2	34 086,2	28 498,7	16,4	65,4
2008	10 153,2	6 655,5	16 130,5	23 014,7	304,1	295,7	38 928,2	32 853,5	15,6	66,8
2009	10 601,7	6 757,4	14 835,0	24 709,7	383,7	394,5	39 175,4	33 249,7	15,1	66,2
2010	11 100,5	6 957,8	16 334,0	24 334,1	360,4	701,6	40 779,0	34 433,2	15,6	66,9
2011	11 756,2	7 094,8	16 790,0	25 502,0	387,7	872,6	42 530,1	35 480,2	16,6	68,4
2012	12 298,4	7 379,3	16 288,1	27 993,5	359,7	536,3	44 410,3	37 000,1	16,7	68,7
2013	12 732,1	7 560,5	16 354,7	29 453,1	793,8	943,6	45 750,6	37 999,2	16,9	69,1
2014	13 463,5	7 824,9	16 173,8	30 685,2	1 616,0	2 038,3	47 043,2	39 109,5	16,9	68,6
2015	15 222,0	8 095,6	14 580,5	34 948,3	1 594,6	1 923,0	49 504,8	41 087,4	17,0	69,8
2016	16 543,9	8 274,1	14 054,0	36 781,2	2 025,1	2 556,0	51 001,3	42 185,8	17,3	70,4
2017	16 951,5	8 420,3	15 768,3	36 080,6	2 524,8	3 259,8	52 148,2	43 143,7	17,3	70,7
2018	17 999,1	8 509,4	15 014,5	38 005,7	3 207,8	3 302,2	52 733,2	43 864,9	16,8	70,7
2019	18 373,3	8 863,2	14 017,2	40 058,5	3 103,6	3 716,4	54 389,7	n.d.	n.d.	70,1

Tabla 32.Oferta de demanda de potencia (MW) y suministro de electricidad (GWh), 2005 a 2019 de SIEPAC. Sobre la base del cuadro 8 en CEPAL, 2020b (p. 33)

En 2005 las exportaciones de Guatemala representaron el 59.85% del total del mercado regional. En 2008 y 2009 se mantuvieron en sólo un 25%. De 2010 y 2012, sus exportaciones recuperaron su participación al crecer del 38.54% al 54.37%. En 2013 incrementó a 74.06%, aunque este porcentaje bajó continuamente hasta llegar 65.91% en 2016. Para 2017, su participación en las exportaciones dentro del SIEPAC se mantuvo en un 71.15%, en 2018 un 67.84% y en 2019 un 53.95%. (CEPAL, 2019b, p. 24).

Al recurrir a las Tablas 28 y 31, es posible apreciar el papel estratégico de las importaciones desde México en el balance de Guatemala mostrado en la Tabla 33. Independientemente de que las exportaciones de Guatemala nunca forman parte de su

energía disponible para el consumo, se tomarán en cuenta como sí lo fueran con el fin de compararlas con la participación que sí tienen realmente las importaciones:

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía disponible (GWh)	8,092.2	8,429.1	8,685.9	8,905.4	9,243.7	9,731.2	10,215.9	10,421	10,771.9	11,068.5
Equivalente porcentual de las exportaciones totales en la energía disponible	1.71%	2.29%	2.25%	6.6%	12.84%	11.17%	13.06%	17.82%	23.21%	19.78%
Equivalente porcentual de las exportaciones mexicanas en la energía disponible	No existen datos	No existen datos	No existen datos	No existen datos	No existen datos	No existen datos	No existen datos	0.99%	6.24%	4.65%
Participación porcentual del total de importaciones en la energía disponible	4.47%	6.23%	2.59%	2.99%	7.66%	6%	7.31%	8.55%	7.66%	10.03%
Participación porcentual de las importaciones mexicanas	4.3%	6.01%	2.47%	2.08%	5.6%	3.71%	5.53%	7.83%	7.27%	9.99%

Tabla 33. Balance energético internacional de Guatemala respecto a su energía disponible y el grado de participación de las transacciones con México. Elaboración propia.

Una vez observado lo anterior, es posible afirmar que el ingreso de la electricidad generada en México ha permitido a Guatemala asegurar su posición como el principal exportador a los demás miembros del SIEPAC (CEPAL, 2019c, pp. 71 y 72; y Rojas, 2018b, p. 19 y 20). De lo anterior se puede afirmar que las importaciones de Guatemala, en su gran mayoría mexicanas, han permitido cubrir un margen de 2% a 10% de su energía disponible entre 2010 y 2018. Esto ha permitido a Guatemala aprovechar sus propias generadoras para multiplicar sus exportaciones hasta 18 veces en 2018 y 16 veces en 2019, e incluso dirigirlas al mercado de su principal importador: México. Estas prácticas han tenido como resultado una balanza sumamente favorable para Guatemala después de 2013, al menos, desde el punto de vista de cantidad de energía enviada.

Es por ello que, en opinión del Dr. Tovar durante su entrevista, Guatemala es quien ejerce el poder de mercado centroamericano, además de que el INDE fue el mayor inversionista en la línea binacional. Es por ello que este país ha tenido interés en no culminar la interconexión de México al SIEPAC, a pesar de que una línea asíncrona, de la

cual se expondrá más adelante, podría integrar un mejor control de los flujos de energía y evitar problemas técnicos como las inyecciones no intencionales (flujos inadvertidos). Por su parte, el Dr. Ventura consideró que el interés de Guatemala en retener de forma exclusiva la interconexión con México está en proceso de superación por una más directa con los demás miembros del SIEPAC. Por eso siguen estudios con fases interregulatorias entre los diversos sistemas eléctricos, además de acordar las disposiciones para la construcción de infraestructura, la modalidad y el origen de las inversiones.

Guatemala también ha sido un país sujeto a reformas similares a las de corte aperturistas en México, pero que tuvieron lugar con anterioridad¹⁴⁶. En 1996, la entrada en vigor de la LGE de este país cambió del monopolio dirigido por el INDE a la separación legal de cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, las cuales quedaron sujetas a la regulación de una entidad técnica dentro del Ministerio de Energía y Minas: la CNEE. Salvo la etapa de transmisión, las demás se abrieron a la competencia y quedaron sujetas a la operación de un mercado mayorista desde 1998, en manos de un administrador único de carácter privado y sin fines de lucro: el AMM (Artículos 4, 7 y 44 de la LGE de Guatemala). Con la reforma, la estructura monopólica del INDE cambió a una corporativista enfocada a la transmisión eléctrica a través de su Subsidiaria ETCEE, la electrificación rural, al igual que la generación hidroeléctrica con énfasis al suministro residencial (Tovar y Ventura, 2016, p. 19).

Es por ello que, en opinión del Dr. Ventura expresada durante su entrevista, el interés de Guatemala por mantener el negocio con México se debe a que es el país centroamericano con mayor influencia del sector privado sobre las decisiones en torno al manejo del mercado eléctrico. En un principio, este sector tuvo reservas respecto al ingreso de energía extranjera. Eventualmente, el gobierno de Guatemala insistió a las privadas reconocer las ventajas de la interconexión con México ya que se podría obtener energía más barata. En un principio se trató de una decisión política ya que esa energía inicialmente la compraba INDE y aplicaba una tarifa social para usuarios de menor consumo. Pero también al comprar a CFE permitía que generadores privados exportaran a demás miembros del SIEPAC, así que posteriormente se trató de una decisión de

146.- Para fines de no perder el objeto de estudio de esta tesis, sólo se expone la participación de las entidades que tienen relación directa en el comercio exterior con México. No está de más señalar que, con base en una investigación publicada por el Comité de Desarrollo Campesino de Guatemala, organización cuyo objeto es la defensa de los derechos humanos las de comunidades, para 2014 se contaba con la participación preponderante de 55 empresas generadoras con un conjunto de 48 centrales privadas y 11 públicas, 4 transmisoras, 16 distribuidoras, 12 comercializadoras y 38 usuarios de alto consumo (Vay et al., 2014, p. 15).

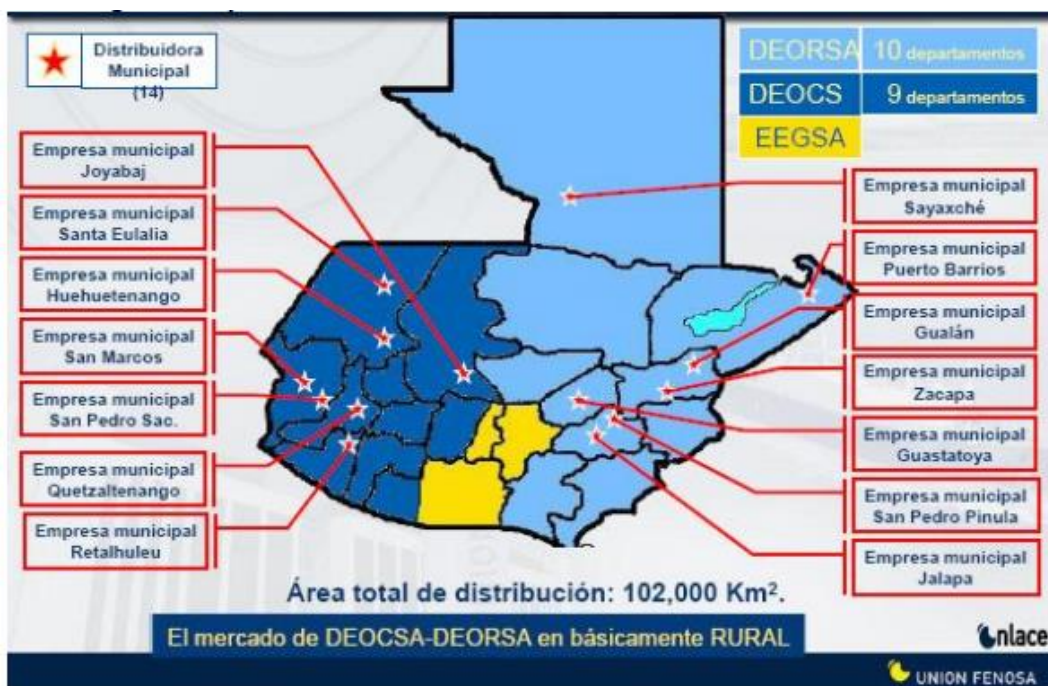
mercado. En esas transacciones aún se reserva energía para sectores de menor ingreso que hacen que el proyecto tenga un enfoque de beneficio social importante.

El Dr. Ventura también expresó durante la entrevista que, en tanto a la rapidez que implica la toma de decisiones, el sector privado fue quien amplió la subestación de recibo en Los Brillantes y formaron alianzas comerciales entre empresarios de Guatemala y Monterrey para la compra de gas natural de EUA. La central de Huinalá inyecta y CFE la pasa por sus líneas por una tarifa económica para el generador y su cliente en Guatemala. Lógicamente lo anterior es motivo del aumento de exportaciones de México en los últimos años y es impulsado de momento por intereses de que esa interconexión se lleve por un solo grupo, lo cual no es deseable para el mercado. Este contrato ha logrado armonizar con el existente entre CFE y el INDE sobre los derechos de transmisión en la línea. Este negocio fructífero para los actuales participantes, aunque tiene un impacto considerable en Guatemala e incluso el SIEPAC, no tiene efectos en un sistema mucho mayor como lo es el mexicano y la infraestructura con la que cuenta CFE. Lamentablemente, en vez de aprovechar su capacidad industrial, la EPE se ha centrado en los conflictos con el sector privado que maneja ciertas energías renovables.

Una vez transmitida la energía, de acuerdo al Mapa 19, se observa la participación de las empresas distribuidoras. Por una parte está EEGSA, comprada por el Estado en 1973 a la estadounidense EBASCO. En 1983, el INDE traspasa las acciones de la empresa al Ministerio de Finanzas Pública en 1995. Tres años después, el 80% de sus acciones fueron revendidas al consorcio formado por la española Iberdrola, la portuguesa EDP y la británica TPS de Ultramar para finalmente vender, el mismo porcentaje al Grupo EPM de Colombia en 2010. Esta empresa opera en la capital de Guatemala y sus alrededores. Por su parte, la otra distribuidora, Energuate, es producto de 4 procesos de compra en los últimos veinte años. En 1999, la española Fenosa compró al INDE, las empresas DEORSA y DEOCSA, encargadas de brindar respectivamente el servicio al oriente y occidente del país, zonas rurales en su mayoría. En 2011, Fenosa las vendió a la británica Actis, la cual unificó a las dos distribuidoras bajo el nombre de Energuate. En 2016 Actis vendió más del 90% de sus acciones a la israelí IC Power y en 2018, se revendió a la estadounidense I Squared Capital. Por último, se encuentran las distribuidoras propiedad de más de una docena de sus respectivos municipios¹⁴⁷.

147.- Además de la investigación llevada por el Comité de Desarrollo Campesino, (Vay et al., 2014, pp. 7, 9, 12, 15 y 19) sirve de apoyo las secciones de los portales WEB que informan sobre la historia, misión, visión y

Respecto al desempeño que han tenido las distribuidoras en la optimización de la energía para el servicio, el porcentaje de pérdidas entre lo disponible y lo vendido se ha mantenido entre 11 y 15 % de 2010 a 2017, como se observa en la Tabla 31. Para ese último año, el desempeño conjunto de estas empresas para la cobertura fue de 92.4 %



(CEPAL, 2019c, pp. 65, 66 y 70).

Mapa 19. Mercado de Distribución eléctrica de Guatemala. Sobre la base de Jiménez (2013, p. 19).

En materia de generación, como se observa en la Tabla 34, Guatemala tuvo de 2011 al 2018 un crecimiento equivalente al 53.71% aunque en 2019 la tasa disminuyó 2.3%. Más de la mitad de electricidad de Guatemala proviene de centrales renovables. El año de mayor porcentaje de participación fue 2017, con 68.5%, mientras que los de menor fueron 2015 con 57.9% y 2019 con 58%. Al respecto, la energía hidroeléctrica representó prácticamente la mitad de la generación de 2011 a 2014 y en 2017, aunque disminuyó a poco más de la tercera parte del total en 2015, 2016, 2018 y 2019. El segundo tipo de generación con mayor peso fue la térmica, la cual osciló en porcentajes cercanos a una tercera parte del total, en correlación con la alta o baja productividad de las

estructura de INDE, AMM, EEGSA y Energuate. También sirven de apoyo diversas notas periodísticas referentes a la compra de sus acciones, como la publicada por Bolaños R., (2017, 20 de diciembre, De nuevo, Energuate cambia de dueño, Prensa Libre) sobre Energuate y disponible en la propia página de EEGSA.

hidroeléctricas. La tercera fuerza fue la cogeneración por biomasa, la cual se mantuvo en un rango del 10 al 16% en todo el período. La participación del sector privado creció del

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total (en GWh)	8 146,6	8 703,6	9 270,6	9 780,7	10 302,0	10 877,9	11 489,9	12 522,4	12 228,2
Crecimiento (en porcentajes)	2,9	6,8	6,5	5,5	5,3	5,6	5,6	9,0	-2,3
Generación (En GWh)									
Hidro	4 094,2	4 434,9	4 630,8	4 823,7	3 851,8	3 951,3	5 765,3	5 191,0	4 381,1
Geo	237,1	245,6	212,3	246,6	251,5	289,1	253,0	249,8	262,1
Eólica					107,3	215,1	218,1	319,5	330,8
Biomasa	824,1	995,5	1 294,6	1 467,2	1 602,4	1 769,4	1 418,2	1 701,5	1 861,0
Solar				7,1	149,3	191,8	198,2	208,3	233,4
Biogás					5,1	8,6	17,6	26,3	24,7
Térmica	2 991,2	3 027,5	3 132,8	3 236,1	4 334,5	4 452,6	3 619,5	4 826,0	5 135,1
Renovable	5 155,4	5 676,1	6 137,8	6 544,5	5 967,5	6 425,3	7 870,4	7 696,4	7 093,1
No renovable	2 991,2	3 027,5	3 132,8	3 236,1	4 334,5	4 452,6	3 619,5	4 826,0	5 135,1
Pública	2 534,1	2 523,9	2 515,7	2 513,9	1 876,4	1 595,8	2 149,3	1 905,7	1 510,3
Privada	5 612,5	6 179,7	6 754,9	7 266,8	8 425,6	9 282,1	9 340,6	10 616,7	10 717,9
Participación con respecto al total anual (En porcentajes)									
Hidro	50,3	51,0	50,0	49,3	37,4	36,3	50,2	41,5	35,8
Geo	2,9	2,8	2,3	2,5	2,4	2,7	2,2	2,0	2,1
Eólica					1,0	2,0	1,9	2,6	2,7
Biomasa	10,1	11,4	14,0	15,0	15,6	16,3	12,3	13,6	15,2
Solar				0,1	1,4	1,8	1,7	1,7	1,9
Biogás					0,05	0,08	0,15	0,21	0,20
Térmica	36,7	34,8	33,8	33,1	42,1	40,9	31,5	38,5	42,0
Renovable	63,3	65,2	66,2	66,9	57,9	59,1	68,5	61,5	58,0
No renovable	36,7	34,8	33,8	33,1	42,1	40,9	31,5	38,5	42,0
Pública	31,1	29,0	27,1	25,7	18,2	14,7	18,7	15,2	12,4
Privada	68,9	71,0	72,9	74,3	81,8	85,3	81,3	84,8	87,6

68.9
%
en
201
1 al
87.6
%
en
201
9
(CE
PAL
,
202
0b,
p.
56).

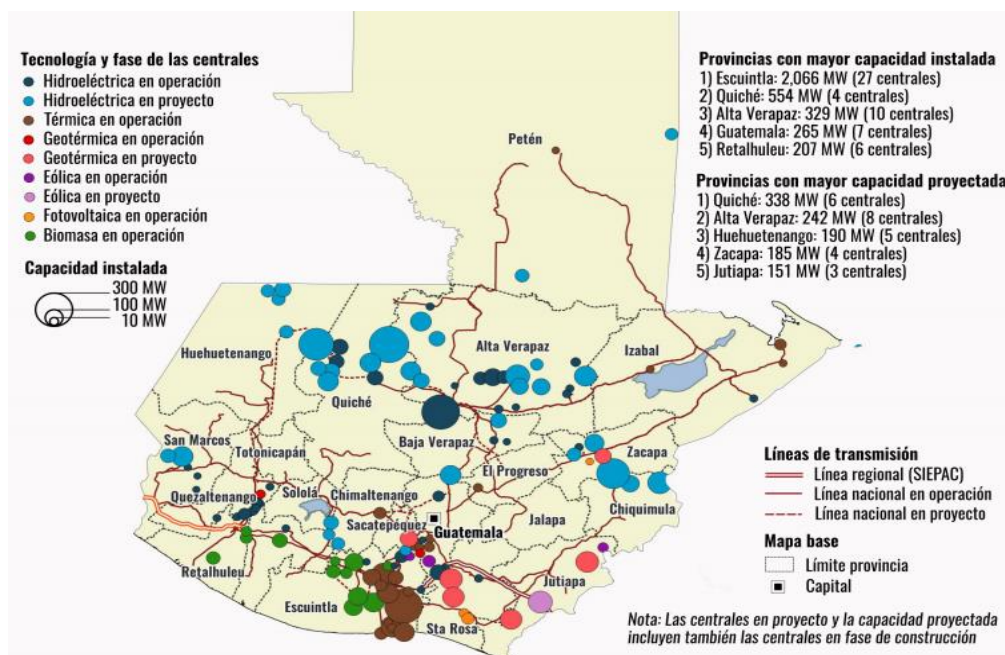
Tabla 34. Generación en Guatemala, 2011-2019. Sobre la base del cuadro 28 en CEPAL, 2020b, p. 56.

Al comparar la Tabla 34 con la Tabla 35, se observa que también en Guatemala, la energía hidroeléctrica había tenido hasta antes de 2019 mayor productividad que otras fuentes limpias en relación a su potencia instalada. La excepción a esto es el caso del biogás, las centrales eólicas y las centrales geotérmicas aunque su representación en el total de capacidad instalada aún es mínima. De 2011 a 2018 la capacidad creció 60.38% aunque tuvo una baja de 1% para el año siguiente. La energía renovable pasó de ocupar poco más de la mitad de la capacidad instalada en 2011 a más de dos terceras partes para 2019. Aunque la potencia hidroeléctrica tuvo crecimiento considerable de 2011 a 2019, su representación dentro de la capacidad total subió solamente del 34.85 % a 38.29 % en el mismo periodo. Esto se debe al aumento de participación de otras tecnologías renovables, particularmente, la cogeneración por biomasa, la cual pasó de representar del 14.81% en 2011 al 24.92% en el mismo periodo. En cambio, las energías no renovables conformadas por centrales térmicas, tuvieron una disminución porcentual de su participación, de 48.42% en 2011 a 30.5% en 2019.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total (en MW)	2 588,6	2 790,1	2 968,3	3 115,7	3 725,2	4 159,0	4 068,8	4 151,6	4 114,4
Crecimiento (en porcentajes)	4,6	7,8	6,4	5,0	19,6	11,6	-2,2	2,0	-1,0
Capacidad instalada (En MW)									
Hidro	902,3	986,0	996,5	1 032,9	1 087,0	1 350,3	1 437,7	1 499,1	1 574,5
Geo	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	52,0
Eólica					75,9	75,9	75,9	107,4	107,4
Cogeneración	383,5	473,0	594,2	714,5	870,7	1 049,2	1 080,0	1 069,9	1 024,9
Solar				5,0	85,0	85	92,5	92,5	92,5
Biogás (GDR)					2,3	2,3	5,9	5,9	5,9
Térmica	1 253,6	1 281,9	1 328,4	1 314,2	1 555,2	1 547,2	1 327,7	1 327,7	1 254,3
Renovable	1 335,0	1 508,2	1 639,9	1 801,5	2 170,0	2 611,8	2 741,1	2 823,9	2 857,1
No renovable	1 253,6	1 281,9	1 328,4	1 314,2	1 555,2	1 547,2	1 327,7	1 327,7	1 254,3
Pública	558,5	558,5	558,8	558,8	558,8	558,8	525,8	525,8	525,8
Privada	2 030,1	2 231,5	2 409,5	2 557,0	3 166,4	3 600,2	3 543,0	3 625,8	3 585,6
Participación con respecto al total anual (En porcentajes)									
Renovable	51,6	54,1	55,2	57,8	58,3	62,8	67,4	68,0	69,5
No renovable	48,4	45,9	44,8	42,2	41,7	37,2	32,6	32,0	30,5
Pública	21,6	20,0	18,8	17,9	15,0	13,4	12,9	12,7	12,8
Privada	78,4	80,0	81,2	82,1	85,0	86,6	87,1	87,3	87,2

Tabla 35. Capacidad instalada de Guatemala, 2011-2019. Sobre la base del cuadro 27 en CEPAL, 2020b, p. 55

Al inicio del periodo, en 2011, la iniciativa privada contaba con el 78.4 % de la potencia instalada y para 2019 su participación creció hasta representar el 87.2%. Esto quiere decir, en comparación de lo generado, excepto en el 2019, que la industria privada ha tenido menor factor de carga que aquellas que pertenecen al sector público. Por su parte, las centrales renovables, su porcentaje de generación fue mayor al porcentaje instalado de 2011 a 2014 y en 2017, aunque en el caso de 2015, 2016, 2018 y 2019 ocurrió lo contrario (CEPAL, 2019b, p.19 y 45; y Rojas, 2018b, p. 65). El campo de la potencia instalada de Guatemala puede observarse geográficamente en el Mapa 20.



Mapa 20. Redes de transmisión y capacidad instalada de Guatemala con datos hasta 2017. Sobre la base de Geocomunes, s.f, p. 4.

Sin perjuicio del aumento en la potencia instalada y generación de energía en Guatemala, aunque las importaciones de México no representan un peso tan importante en el consumo de Guatemala a diferencia de Belice, su crecimiento de la demanda máxima influye en la intención de continuar con la recepción. Su demanda máxima ha tenido un crecimiento de 44.29 % de los 1,017.3 MW en 2000 a los 1,467.9 MW en 2010 y 21.62% a los 1,785.4 MW registrados en 2019(CEPAL, 2020b, pp. 32 y 53).

En la representación que tiene cada categoría tarifaria¹⁴⁸ se observa que, de 2.11 millones de usuarios existentes en el año 2004, el 92.96 % perteneció al sector de baja tensión y el resto a los sectores de media tensión, clientes no regulados y de alumbrado público. El porcentaje de participación del sector de baja tensión por número de usuarios en 2005 aumentó a 93.25% y para 2006 alcanzó el 99.99%, cantidad que se mantuvo con mínimas variaciones de centésimas hasta que en 2018 se registró un 99.86% de los 3.31 millones de usuarios identificados. A partir de 2013 se estableció una categoría subsidiada denominada como “tarifa social”, la cual representó más del 93% de los usuarios de baja tensión ese año y durante los años posteriores.

Para 2010, con el inicio de la operación de interconexión con México, las ventas de energía aumentaron de 2010 a 2019 un 30.76% al pasar de 7,140.09 GWh a 9,337.06 GWh. En contraste a la mínima participación por número de usuarios de la categoría de grandes consumidores denominada como “clientes no regulados”, estos representaron un porcentaje considerable en la energía vendida en dicho periodo, al fluctuar entre un rango de 28.95% (2014) a 33% (2018). Por su parte, la categoría de baja tensión varió de 57.83% (2010) a 60.16% (2016), el de media tensión de 3.46% (2018) y 5.41% (2014) y el de alumbrado de 4.24% (2018) a 5.7% (2014).

Respecto a los ingresos por venta de electricidad, se muestra en la tabla 36 un crecimiento de 2011 hasta su máximo 2013, seguido por una disminución continua a 2016

148.- La distribución de energía, participación de usuarios por categoría tarifaria, monto de ingresos por venta y precio promedio de Guatemala están disponibles en los trabajos publicados por la CEPAL sobre estadísticas del subsector eléctrico de los países de Centroamérica y miembros del SICA, de 2004 a 2017. (2005, p. 34; 2006, p. 34; 2007, p. 34; 2008, p. 34; 2009, p. 34; 2010, p. 44; 2011, pp. 11 y 49; 2012, pp. 17 y 57; 2013, pp. 15 y 47; 2014, pp. 19 y 60; 2015, p. 19 y 66; 2017a, pp. 25 y 67; 2017b, pp. 27 y 65; 2018b, pp. 28 y 72; y 2020a, pp. 33 y 78). A partir de 2010, se reconoce que estos trabajos fueron elaborados por Manuel Eugenio Rojas Navarrete bajo la supervisión de Víctor Hugo Ventura.

que se recuperó ligeramente para el 2018. En este caso se observa que si bien en 2018 fue el año con mayor energía generada, en 2013 se obtuvieron más de \$ 100 MD por las ventas pero con 1710.36 GWh menos que lo generado al final del periodo. Lo anterior repercute, al menos en cuanto a los precios promedios, mayor economicidad de 2016 y 2018 que en los años anteriores.

Año	2011	2013	2016	2018
Ventas (MD)	\$ 1,125.17	\$ 1,287.05	\$ 1,120.29	\$1,182.95
Energía generada (GWh)	7,391.9	7,626.7	8,579.6	9,337.06
Precio promedio (USD/KWh)	\$ 0.2276	\$ 0.2442	\$ 0.1855	\$ 0.1891

Tabla 36. Estadísticas de los años más significativos entre 2011 a 2018 sobre las ventas de energía de Guatemala. Retomado de la bibliografía referenciada en la cita 148 al pie de esta tesis (p.180).

En 2018, el rango de tarifas de la más económica a la más cara comprendió del sector residencial de menor consumo fijada por EEGSA y también por las dos empresas de Energuate, a \$ 0.0647USD/KWh a la tarifa fijada por DEOCSA para el sector residencial de consumo intermedio a \$ 0.2567 USD/KWh (CEPAL, 2019b, pp. 78 a 84).

5.4.- Interconexión con el resto de países de Centroamérica

Sin perjuicio de que la conexión de México se limita a sólo un nodo de uno de los miembros del SIEPAC, o sea Los Brillantes, Guatemala, esta puede tener un alto impacto en el mercado regional en caso de mayores flujos de potencia y energía asociada provenientes de aquél país en las líneas de transmisión regionales. Ante casos imprevistos de pérdidas en la generación del SIEPAC, las aportaciones de México han llegado a ocupar hasta el 90% (Tovar y Ventura, 2016, pp. 53 y 55). De acuerdo a la entrevista realizada al Dr. Tovar lo anterior implica que con la infraestructura de transmisión actual, las compensaciones de México regulan de alguna manera la frecuencia de Centroamérica. La cuestión es que, por razones desconocidas, a CFE no le interesa cobrar al SIEPAC el control de dicha frecuencia.

Este impacto en el mercado centroamericano tiene una evidente relación con las diferencias de potencia que representan de forma conjunta de todos los miembros del SIEPAC frente a la potencia total de México. Sin embargo, en opinión del Dr. Ventura en su entrevista, incluso con la ampliación de la subestación de Los Brillantes, el tránsito de energía que México percibe con el enlace de Guatemala es insignificante pero para Guatemala y su respaldo al SIEPAC ya no lo es tanto. Lo que pase en Centroamérica no le afecta a México pero los problemas que ocurran en este país, aunque no implican forzosamente un colapso, sí pueden representar un riesgo al sistema regional.

El Dr. Ventura también señaló que antes había mayores riesgos debido a las grandes cantidades de energía que se permitían transferir. Por ese motivo, el SIEPAC y sus miembros han tomado medidas para ajustar sistemas de control a generadoras, además de la adquisición de otros tipos de controles para un sistema seguro. Esto habla de un gran avance en cuanto a la gobernanza regional en el SIEPAC mediante un ente independiente, aunque se mantiene como tema de discusión, ya que Guatemala estima que se limita su ventaja natural de conseguir más energía mexicana a buen precio.

De acuerdo a la entrevista realizada al Dr. Tovar, los flujos de energía entre Tapachula y Los Brillantes aparentemente se han mantenido en 120 MW, independientemente de la ampliación que tuvo la central de carga en Los Brillantes, como se acordó originalmente entre CFE y el INDE. Si fuera posible considerar los sistemas de ambos países, la línea podría transmitir hasta 1,000 MW, pero por delimitaciones de la red centroamericana, esta cantidad pondría en riesgo la operatividad del SIEPAC. El problema es si esa energía se va a El Salvador a Honduras, por lo que es menester trabajar en la operatividad de los sistemas de los demás países de Centroamérica en caso de futuras interacciones con la energía proveniente de México. Se debe tener mucho cuidado con el enlace, como lo han mostrado estudios del CENACE y el EOR.

Es por ello que la transmisión de la línea binacional está supeditada a cuestiones técnicas. El Dr. Tovar señaló que, por ejemplo, en el caso de los apagones surgidos en México durante diciembre de 2019, se desconectó la línea de Tapachula - Los Brillantes, al menos por lo que ha declarado CFE. Para el CENACE y cualquier operador de un sistema eléctrico, es difícil contemplar medidas precautorias para todos los escenarios técnicos que puedan ocurrir, así que la verdad del problema se sabrá con detalle más adelante con estudios técnicos del CENACE de posibles desconexiones de generadores o líneas. Ante estos tipos de problemas técnicos, se establece un balance energético de México a Centroamérica en el que se incluye la generación, pérdidas, y cargas en todos los sistemas, donde se trata de mantener el flujo en 120 MW aunque siempre fluctúa.

Con base en los datos disponibles en 2017¹⁴⁹(Rojas, 2018b, p. 23), se constató que los miembros del SIEPAC acumularon 16,961.5 MW de potencia instalada y 52,133.2 GWh de generación. Esto implica, conforme a lo visto en el capítulo 3 (pp. 70 – 91),

149.- Se aclara que la comparación se hace conforme a los datos de 2017 ya que, a la fecha, no se ha publicado el trabajo *Prospectiva del Sector Eléctrico 2019 – 2033*, en el cual se espera dispongan los datos de potencia instalada y generación bruta obtenidos por entidad federativa de México para el año 2018.

quesólo las centrales ubicadas en las zonas de estudio en México, las más próximas a la interconexión con Centroamérica, equivalieron al 65.52 % del total de potencia instalada en el SIEPAC y un 53.9 % en cuanto a la generación. A su vez, si se toma en cuenta los datos totales del sector eléctrico en México, en virtud de las nuevas prácticas de transacciones de energía que no requieren una cercanía geográfica con Centroamérica, como el caso de la central de Ciclo Combinado de Monterrey, los miembros del SIEPAC representaron en conjunto sólo un 22.41% de su potencia y un 15.83% de su generación.

Como se señaló en la segunda sección del capítulo 2 de esta tesis, el SIEPAC fue producto de una serie de negociaciones entre los países de Centroamérica desde la década de los 70 que culminó en 2014 con la operación de dos líneas de transmisión regionales que, a diferencia de las líneas de 400 kv que cruzan la mayor parte del sistema de transmisión mexicana, son de 230 kv cada una, como se observa en el Mapa 18 (p. 166). Ambas líneas suman una longitud de 1,830 km, cuentan con una capacidad de transmisión máxima de 370 MW y otorgan acceso a 16 subestaciones. Una de estas líneas conecta las subestaciones de Guate Norte, Guatemala, a San Buenaventura (Cajón), Honduras, en el norte, mientras que en el sur la línea de mayor longitud conecta las subestaciones de La Vega, también en Guatemala, hasta Veladero, en Panamá (CEPAL, 2019a, p. 46; Tovar y Ventura, 2016, pp. 18, 22, 25 y 50; Altomonte, et al., 2016, pp. 116 y 117; Castillo, 2013, p. 82; y CEPAL y SICA, 2007, p. 47).

A pesar de que se permiten las transacciones con países no miembros del SIEPAC, como México, el sistema no cuenta con la infraestructura para la operación técnica y comercial extrarregional continua con ese país. Tampoco se cuenta con alguna entidad que delimite las responsabilidades por posibles afectaciones operativas por este tipo de transacciones ante el MER (Tovar y Ventura, 2016, p.43, 53 y 54). Además, es necesario que los exportadores o importadores mexicanos adquieran la titularidad de los derechos de transmisión que se requieren para la celebración de contratos firmes hacia otros nodos de la región, o que agentes de países centroamericanos tengan acceso a uno de los nodos fronterizos del sistema mexicano¹⁵⁰. De lo contrario, los derechos de transmisión sólo tendrán efectos entre CFE Calificados y Energía del Caribe, por parte de

150.-Belice aún mantiene estudios de factibilidad para la interconexión con Guatemala y su integración al SIEPAC (CEPAL, 2000, pp. 22-24; Echevarría, et. al., 2017, p. 1; y Rojas, 2018b, p. 12). Mientras no se concrete esa interconexión, el único enlace por el que los mercados centroamericanos pudieran tener acceso es el de Los Brillantes a Tapachula.

México, así como del INDE, EEGSA y ENERGUATE por parte de Guatemala, en virtud de los contratos firmen que operan actualmente en la interconexión binacional.

Para que sea posible la importación o exportación de energía a través de enlaces extrarregionales, el numeral 3.2.4 del Libro 1 sobre Aspectos Generales del RMER permite que los agentes interesados se registren como participantes del mercado del país donde se encuentra el último nodo de la interconexión regional. Para el caso de inyecciones de México al resto del MER, el exportador en México o el Importador de su energía tendrían que registrarse como participantes en el mercado de Guatemala o inscribirse como filiales autorizadas para operar en ese mercado, además del MER. Lo mismo aplica para los exportadores e importadores desde otros países del MER hacia México (Tovar y Ventura, 2016, pp. 54 y 55). Al respecto, el Dr. Ventura opinó en su entrevista que CFE podría registrarse en el mercado guatemalteco, pero se desconocen los motivos por los cuales no se ha aprovechado esta modalidad. Quizá por tratarse de un mercado cuya magnitud no le interese, aunque es probable que cualquier otra empresa contemplara dicha posibilidad. Pese a tener acciones en la EPR, la empresa muestra poco interés en una visión regional. Es un campo que quedó pendiente de resolver bajo su nuevo marco legal como una EPE.

Un problema técnico que se presenta entre el SIEPAC y los sistemas extrarregionales son las oscilaciones de potencia como las señaladas en este capítulo entre México y Guatemala (pp. 165 y 172). De no atender el problema, las consecuencias que se presentan en casos de baja frecuencia pueden arriesgar la seguridad operativa del SIEPAC. La solución de este problema es esencial para la operación del enlace entre México y Guatemala por ser de carácter síncrono (Tovar y Ventura, 2016, pp. 55-57).

Por razones económicas, este tipo de enlaces son los más comunes para las interconexiones y funcionan mediante tecnología de corriente alterna. En el enlace síncrono, los sistemas eléctricos implicados deben operar bajo circunstancias en las que los flujos de potencia puedan controlarse efectivamente. Esto se conoce como sincronización y significa un requerimiento esencial para el funcionamiento de los sistemas de manera unificada. Los enlaces síncronos pueden funcionar tanto en líneas de transmisión con niveles de tensión iguales como el SIEPAC pero también diferentes como el caso de México y Guatemala, con subestaciones que operan a 400 kv y 230 kv, respectivamente. Las complicaciones operativas de estos enlaces surgen por la falta de

regulación de voltaje y el surgimiento de fluctuaciones de potencia no programadas, cuando se trata de sistemas longitudinales y asimétricos en capacidad, de manera que las alteraciones en un sistema pueden afectar al otro (Tovar y Ventura, 2016, pp. 33).

Para prevenir y corregir las problemáticas que presentan los sistemas síncronos es posible invertir en equipos que detecten, monitoreen y estabilicen las oscilaciones de potencia de los sistemas involucrados en su fase inicial, con el fin de evitar desconexiones que puedan provocar apagones, aunque esta medida exige una coordinación exhaustiva de los operadores locales y del EOR, como es el caso. Otra medida que ha sido aplicada, es la mencionada inhabilitación del enlace durante los periodos con menor demanda para la interconexión de México y Guatemala. Esta medida no termina de solventar definitivamente el problema, el cual radica en eliminar tales oscilaciones durante periodos de carga mínima. Cabe añadir que el mecanismo de segregación controlado de ambos sistemas también ha sido aplicado en casos que, al existir una potencia de 120 MW, se observen pérdidas en México igual o mayores a 1200 MW, por tener afectaciones similares en la seguridad operativa del SIEPAC (Tovar y Ventura, 2016, pp. 55-57).

La necesidad de solucionar estos problemas en la transmisión de potencia y energía asociada sin afectar el funcionamiento del SIEPAC podría tener un interés estratégico para el Estado mexicano, en tanto que CFE posee el 11.11% de las acciones de la EPR y aportó \$ 6.5 millones MD por concepto de su capital social, valores que fueron repartidos en partes iguales entre los 9 países¹⁵¹ (Castillo, 2013, pp. 82 y 83; Altomonte, et al., 2016, pp. 116 y 117; y Echevarría, et. al., 2017, p. 19). Dicho interés ha tenido como resultados recientes la transmisión en 2018 de 1 MW desde la ciudad de Panamá hasta la subestación de Tapachula bajo fase de prueba (Solís, A., 2018, 6 de noviembre, No sólo del norte, México importa electricidad de Panamá, *Forbes México*).

La alternativa que pudiera tener mayores beneficios a largo plazo es la instalación de enlaces asíncronos, puesto que los sistemas interconectados no ocupan un control simultáneo de flujos de potencia y por lo tanto ofrece mayor libertad de operación. La desventaja tiene que ver en el aumento sustancial de los costos para su instalación. No obstante, se aprecia un interés en el sector para desarrollar este tipo de enlaces a través

151.-La infraestructura del SIEPAC tuvo una inversión de \$ 494 MD, de los cuales los 9 socios aportaron conjuntamente \$ 58.5 MD por concepto de capital social de la EPR y el resto proviene de financiamientos otorgados por el BID por \$ 253.5 MD y el BCIE por \$ 109 MD, la CAF \$ 15 MD, Banco Nacional de Comercio Exterior de México con \$ 44 MD garantizados por CFE y otros 13.5 MD por los accionistas. (Castillo, 2013, p. 83; EPR, 2014, pp. 8, 20, 34 y 35; y Echevarría, et. al., 2017, p. 20).

de dos modalidades que se distinguen por su factibilidad: aquella que utiliza un transformador de frecuencia variable (VFT) y otra por medio de sistemas de alto voltaje en corriente directa (HVDC).

Por su eficiencia y costos competitivos, el Dr. Tovar opinó en entrevista que la mejor forma de concretar la interconexión es a través de una línea asíncrona tipo HVDC, cuyo enlace convierte la corriente alterna en directa y viceversa, basados en convertidores de fuente de voltaje (VSC) para la conexión de dos sistemas de frecuencias diferentes en el interior de una subestación (*back to back*), que es de hecho una propuesta planteada en el trabajo publicado en 2016 (Tovar y Ventura, 2016, pp. 33, 36 – 40 y 77). Con la línea propuesta, México y Guatemala evitarían en primer lugar complicaciones derivadas por las oscilaciones de Potencia ya que al instalar un dispositivo *back to back*, su funcionamiento se aislaría en la transmisión de Tapachula a Los Brillantes, de manera que reduciría los riesgos en la operatividad del SIEPAC y así aumentar la capacidad de transmisión de México a Centroamérica.

Dicho enlace tendría un costo estimado de \$ 300 MD por una capacidad mínima de 600 MW en su fase inicial, en la que un 50% se destinaría a la transmisión entre México y Guatemala, mientras que el otro 50% a las transmisiones con el resto del SIEPAC. A manera de evitar mayores costos y tiempo en la obtención de los derechos de vía, se aprovecharía la línea entre Tapachula en México y los Brillantes en Guatemala para agregar un segundo circuito de aproximadamente 103 km. Adicionalmente, se construiría otra línea en doble circuito de 400 KV a través de 195 km de los Brillantes a la subestación La Vega, el nodo más próximo del SIEPAC para México y ubicado también en Guatemala. Es en ambas líneas donde se instalaría el sistema HVDC (Mapa 18, p. 166). Además de los estudios técnicos de viabilidad, se requiere desmantelar el mecanismo de transformación de 400 KV a 230 KV y 13.8 KV en Los Brillantes, renegociar los términos de compraventa en la interconexión binacional, concertar las modalidades operativas y comerciales para la transmisión con los demás miembros del SIEPAC, al igual que desarrollar directrices para la coordinación entre sus operadores y el EOR (CEPAL, 2019a, pp. 46 a 48; y PAMRNTRGD/PRODESEN, 2019–2033, p. 575).

Este proyecto busca contribuir en el suministro de electricidad hacia Guatemala, Honduras y El Salvador, ya que cerca de 3,5 millones de personas en esos países no cuentan con el servicio. Ello se aprecia con mayor grado en Honduras pues sólo contaba

con una cobertura del 77.2 % para 2017, a diferencia del 92.4 % registrado por Guatemala y el 96.7 % por El Salvador (CEPAL, 2019a, p. 116; y 2019c, p. 66).

En cuanto a los tipos de contrato que se promoverían para la conexión de la línea entre México con el SIEPAC, el Dr. Tovar estimó durante la entrevista realizada que pudieran tratarse de bilaterales de energía, como el caso de la línea planeada de Panamá a Colombia. En ella se contempla financiar con la venta de derechos de transmisión a inversionistas, de manera que, si el propietario de una parte de la línea tiene la oportunidad de comprar estos derechos pero no cuenta con un contrato de compraventa disponible de energía, puede disponer la capacidad de transmisión en favor de un tercero y exigir algún tipo de contraprestación por el uso de esa línea. La naturaleza contractual entre el INDE con CFE en un principio era lo contrario a este tipo de prácticas, lo que aparentemente ha cambiado con la entrada de centrales privadas como la de Monterrey y otros compradores como las distribuidoras en Guatemala. La línea asíncrona podría incentivar flexibilidad en la participación de nuevos agentes de los mercados de México y el SIEPAC, además de aumentar las transacciones entre aquel país con Guatemala.

Por su parte, el Dr. Ventura consideró en su entrevista que un tema fundamental es la armonización regulatoria entre México y el SIEPAC, el cual se ha abordado últimamente. En la terminología del SIEPAC se ha usado el nombre de “interfaces regulatorias” para referirse a los mecanismos de ajustes normativos que permitan a agentes del mercado mexicano interactuar con el centroamericano. Sin embargo, no debe ignorarse que, pese a su larga historia de desarrollo, el SIEPAC sigue en proceso de construcción, donde apenas empiezan a realizarse transacciones a plazos de semanas o meses. De hecho, había un planteamiento de hacer estudios de mercados financiados por el BID donde se plantearan algunos ajustes regulatorios en México y Centroamérica para permitir estas transacciones. Sin perjuicio de lo anterior, el Dr. Ventura considera que la línea asíncrona podría ser capaz de triplicar la capacidad de transferencia de la línea actual. Incluso estima que una tercera parte de las transacciones podría dirigirse a Guatemala, mientras que el resto a los demás miembros del SIEPAC.

En materia de costos de transmisión y retiro en los centros de carga de México a más allá de Guatemala, el Dr. Ventura también opinó que no necesariamente se trata de un flujo físico de extremo a extremo. En concordancia con lo expuesto por los Dres. Tovar y Ventura en cuanto al origen exacto de la energía suministrada (p. 170), el mercado

mexicano es muy grande comparado con el centroamericano en cuanto a potencia, generación bruta y extensión geográfica. En ese sentido, lo que habrá es un incremento de transacciones financieras entre agentes ubicados en los 7 países. Este mercado más bien estaría dinamizando las transacciones “físicas” del sudeste de México con el norte Centroamérica, y a las transacciones acordadas dentro del mercado del SIEPAC. Cabe mencionar que el volumen de las demandas de los Estados del sudeste de México es muy comparable al que se maneja en el mercado centroamericano. Bajo esta dinámica, el Dr. Tovar aclaró que la tarifa por la transmisión de México a Guatemala sería la misma que existe ahora, mientras que la de los demás países dependerá de su regulación.

El Dr. Ventura además expresó que el aumento de los costos de transmisión no debiera ser un tema de preocupación, ya que serían mayores los beneficios por sustituir energía cara en los lugares de importación y mucho más si se logran evitar desabastecimientos, problema que surge frecuentemente debido a la vulnerabilidad de toda esa zona por eventos naturales extremos, inclusive en México. También estimó que pudiera darse el caso de que disminuirían tales costos de transmisión en caso de eliminar los problemas de saturación en las líneas o desbalances entre los sistemas participantes.

Respecto a los mecanismos que se requieren para una mayor coordinación operativa y comercial entre el sistema de México y el del SIEPAC, el Dr. Ventura consideró en la misma entrevista que lo más importante es tener un acuerdo sobre la forma de interacción de los productos a comercializar y la interacción entre los agentes de ambos mercados. A partir de ese diseño, se deberán identificar las interfaces regulatorias entre ambos mercados, donde los comercializadores podrían jugar un papel importante. Por su parte, el Dr. Tovar advierte que aún existe en Guatemala ciertos intereses empresariales para retener la conexión exclusiva con México.

En cuanto al desempeño que ha tenido el CENACE frente al EOR para la interconexión regional, el Dr. Ventura estimó en la entrevista que no se ha distinguido por su proactividad pero tampoco se ha desatendido o a puesto obstáculos para conseguir dicho objetivo y atender problemas comunes. En cuanto a su acercamiento con las autoridades de Guatemala, comentó que llegó a presenciar esa comunicación directamente entre personal del CENACE con el de autoridades de ese país para aplicar transacciones de emergencia con el fin de evitar fallas técnicas. Esto ha impulsado a los sistemas de ambos países a conocerse respectivamente. Consideró que el CENACE

tampoco fue concebido en la reforma de 2013 como una entidad de decisiones políticas, a diferencia del gobierno actual, sino como una centrada meramente al área técnica operativa del sistema, lo cual es bueno que tenga ese papel neutral para el sistema. Por su parte, el Dr. Tovar afirmó que sí ha tenido un papel protagónico en la función técnica sobre el estudio de oscilaciones para poder conectar el sistema mexicano con el regional.

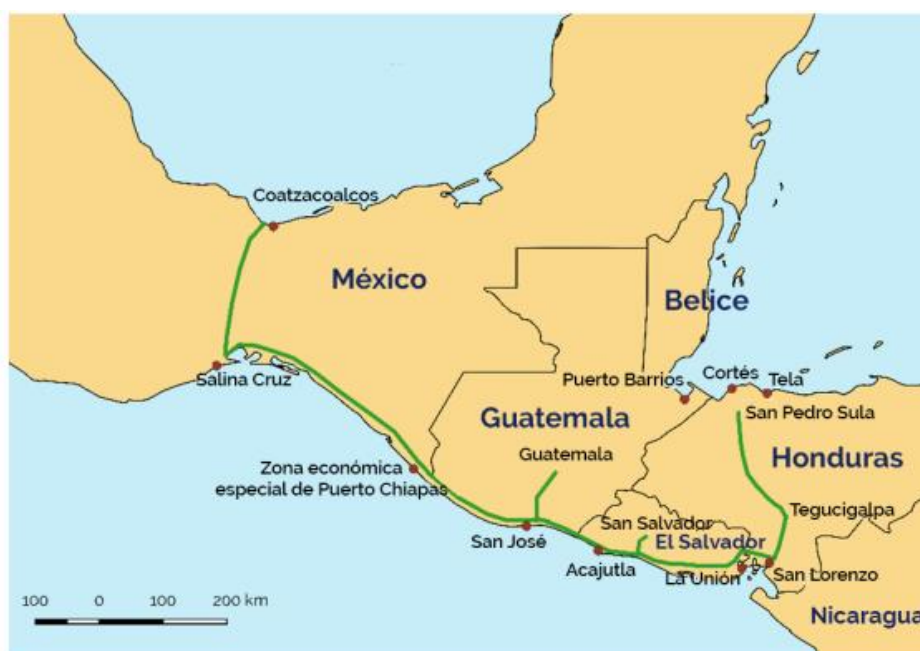
Lo anterior lleva a cuestionarse el impacto que tendría la propuesta de reforma energética realizada recientemente por el actual gobierno federal sobre la interconexión con Guatemala, Belice y el SIEPAC. En la entrevista realizada, el Dr. Ventura consideró que aún es difícil contestar a ciencia cierta esa pregunta ya que aún quedan pendientes de discusión algunos de sus puntos en las cámaras legislativas. De momento, es posible que se regrese el modelo de comprador único en manos de CFE, el cual tiene algunas ventajas, pero no para los nuevos tiempos y requerimientos de la transición energética. Se esperan cambios que van a impactar profundamente la gestión de los sistemas energéticos, donde habrá una participación mucho más activa en todos los sectores que conforman la demanda. La posibilidad del almacenamiento de energía romperá en la próxima década el paradigma eléctrico vigente sobre los sistemas interconectados. Al menos en el corto plazo, estos cambios legislativos implican una situación de incertidumbre que dificultaría el desarrollo de estos proyectos, que seguramente serán en su mayoría multinacionales. Quiere decir que el sexenio actual podría ser un período perdido en materia de integración energética a pesar de lo contemplado en el nuevo PDI.

5.4.1.- Instalación de un gasoducto regional

Adicionalmente, el actual gobierno mexicano busca conectar al gasoducto que parte cerca de Coatzacoalcos, en el Golfo de México, a Salina Cruz¹⁵², en el Istmo de Tehuantepec, con uno nuevo que atraviese el costado sur de Chiapas hasta llegar a Puerto Madero, cerca de Tapachula y de la frontera con Guatemala, a manera de promover el desarrollo industrial de la región bajo la propuesta de una zona económica especial en Chiapas, proyecto que ya se había contemplado desde 2015 por la administración anterior. Este gasoducto tendría una extensión de 400 km, 20 pulgadas de diámetro y una inversión estimada de \$ 345 MD. Como complemento, el Plan de

152.-Actualmente este gasoducto tiene un diámetro de 12 pulgadas y una capacidad de 90 MMpcd y se contempla su reforzamiento con uno nuevo de 247 km cuya construcción es licitada por CENAGAS por una inversión estimada de \$ 643 MD, de acuerdo al enlace https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/037-gasoducto-jaltipan-salina-cruz/ disponible en el portal del gobierno mexicano sobre nuevos proyectos de infraestructura.

desarrollo Integral formulado por la CEPAL a petición del gobierno mexicano propone la instalación de otro gasoducto que parta de Puerto Madero, atraviese las costas del Pacífico de los tres países centroamericanos involucrados, y cuente con ramificaciones hacia sus respectivas zonas metropolitanas e industriales. La longitud de este proyecto consistiría en 715 km de línea troncal y 225 km de líneas accesorias a dichas zonas. Bajo consideración en la escasez de estudios sobre la posible demanda de gas natural en los tres países considerados y los aspectos sociales y ambientales inmersos en la obtención del derecho de vía, el costo de este proyecto tiene un estimado aproximado de \$ 950 MD (CEPAL, 2019a, pp. 53 y 54) y sería útil para transportar excedentes del insumo que actualmente procede en su mayoría de Texas. La representación gráfica de estos gasoductos puede observarse en el Mapa 21.



Mapa 21. Ruta del proyecto de Gasoducto de México, Guatemala, El Salvador y Honduras. Sobre la base del Mapa III.2 de CEPAL, 2019a, p. 54.

Cabe señalar que, de acuerdo a lo comentado por el Dr. Ventura en su entrevista, que este gasoducto ya tiene tiempo en planeación pero se ha pospuesto por mucho tiempo. Un factor causante de la falta de su materialización es que legisladores en México presionaron por no exportar gas sino hasta cubrir el suministro nacional, a pesar de las ventajas que ofrece su precio. No hay forma de que EUA consuma todo el gas que explota, todos los países que tienen un programa serio de desarrollo de hidrocarburos tienen el privilegio de exportar el insumo debido a su precio competitivo en el mercado

externo, en este caso el de México. Ese es el motivo principal del aumento de las importaciones de gas desde EUA, sin consideración de las emisiones de GEI.

En relación a las emisiones, el Dr. Ventura recalcó que las emisiones son regionales, desconocen fronteras y tienen impacto en uno o más países. Aún se discute y falta llegar a un acuerdo entre los países de la región sobre estos temas, aunque se aprecia un panorama poco favorable para las próximas décadas. Por lo pronto los países del SIEPAC han contemplado la posibilidad de introducir conceptos como las Contribuciones Nacionales Determinadas, con el fin de regular las externalidades transfronterizas de las emisiones.

5.4.2.- Aspectos estructurales generales de Centroamérica

Independientemente de la instalación de una nueva línea asíncrona o de un sistema de gasoductos propuestos por la CEPAL para contrarrestar las problemáticas entorno al desarrollo regional, deben tomarse en cuenta ciertos aspectos estructurales que existen en el sector eléctrico de Centroamérica. Estos tienen que ver con las pérdidas de electricidad, transmisión, balanza comercial, campo de la generación, crecimiento de la demanda máxima y el valor promedio de las tarifas por el servicio de los demás miembros del PIDM, aparte de los ya expuestos sobre Guatemala y Belice. Puesto que ya se ha mencionado que sólo se hará mención de aquellos elementos generales dentro del sector eléctrico mesoamericano y su relación con los intereses estratégicos de México, su exposición tomará como base los datos reflejados de 2017 a 2019 según la información disponible, salvo en el caso del histórico de la balanza comercial de electricidad, la cual toma como referencia el promedio observado desde la década de los 90.

En cuanto a las pérdidas de electricidad que se presentan después de la generación neta, la mayoría de los países enfrentan porcentajes similares a los de México. Mientras que este país tuvo en 2018 pérdidas técnicas y no técnicas que suman un 13.45% (Cap. 3, p. 101), su principal socio comercial de electricidad en el sur, Guatemala registró el 13.3%, aunque también El Salvador, uno de los países implicados en el nuevo PDI, y Panamá obtuvieron porcentajes similares. El otro socio comercial de México en el sur, Belice, registró pérdidas menores del 14.9%. Por su parte, Nicaragua presentó un porcentaje mayor con 21.2 %. El más alarmante es Honduras, otro de los implicados en el nuevo PDI, al registrar pérdidas del 32.5%. Costa Rica registró las menores pérdidas con el 10.9%. (CEPAL, 2020a, pp.44, 50, 59, 67, 91, 99 y 108).

Las pérdidas técnicas están relacionadas con los materiales utilizados para la transformación, distribución y la transmisión, segmentos en los que se han reportado fallas que ponen en riesgo la operatividad del SIEPAC. De acuerdo a una entrevista otorgada por el director ejecutivo del EOR, René González Castellón, a la Agencia de EFE Noticias, (Ferullo, G., 2019, 20 de septiembre), explicó que el surgimiento de fallas en un país es susceptible de causar sobrecargas en los demás miembros del SIEPAC. Ejemplo de ello fue el 16 de septiembre de 2019, que debido a causas atmosféricas, quedó afectado el sistema de Honduras y que además afectó los sistemas de Nicaragua, El Salvador y Guatemala. Como resultado de las sobrecargas ese día, se registraron apagones durante 2 horas cuya demanda en ese momento requería 7,482 MW pero se perdió de la línea casi el 38.5 %. El origen de estas fallas también se debe a la falta de infraestructura de los sistemas nacionales, de manera que se necesita una inversión mínima de \$ 208 MD, de los cuales \$ 72 MD tendrían que dirigirse a Honduras¹⁵³.

Además de las pérdidas, se ha revelado por parte de funcionarios de organismos financieros internacionales, como el caso del Presidente del BCIE, Dante Mossi, que dicho organismo, desde 2017, puso a disposición \$ 120 MD para aumentar las capacidades de las estaciones de carga, además de haber aprobado un financiamiento para incrementar 600 MW la capacidad de las redes del SIEPAC. A pesar de esto, los países integrantes del sistema no han sido capaces de llegar a un consenso para mejorar sus instalaciones de manera coordinada (BCIE: Centroamérica desaprovecha potencial de la interconexión eléctrica regional, 2019, 2 de abril, *Estrategia y Negocios*).

Por otra parte se observa que las transacciones de electricidad entre los miembros del SIEPAC han sido irregulares, aunque en los últimos años ha incrementado considerablemente. Entre los años 80 y 90, el volumen intercambiado conformado por exportaciones más importaciones no superó siquiera los 1,000 GWh anuales. En contraste, para el año 2000, los intercambios aumentaron sustancialmente, hasta el grado de alcanzar los 2,945.9 GWh. En los años posteriores, factores como la disminución de inversiones en generación, la prioridad en el consumo nacional, y las restricciones en la transmisión provocaron que, de los 2,171.2 GWh comercializados en 2004 los intercambios bajaran a 436 GWh en 2006 (CEPAL y SICA, 2007, pp. 45 y 46). La cantidad

153.-Para mayor información sobre los problemas recientes inmersos en la interconexión entre los miembros del SIEPAC, es posible consultar las fuentes periodísticas señaladas en la página 143 de este trabajo.

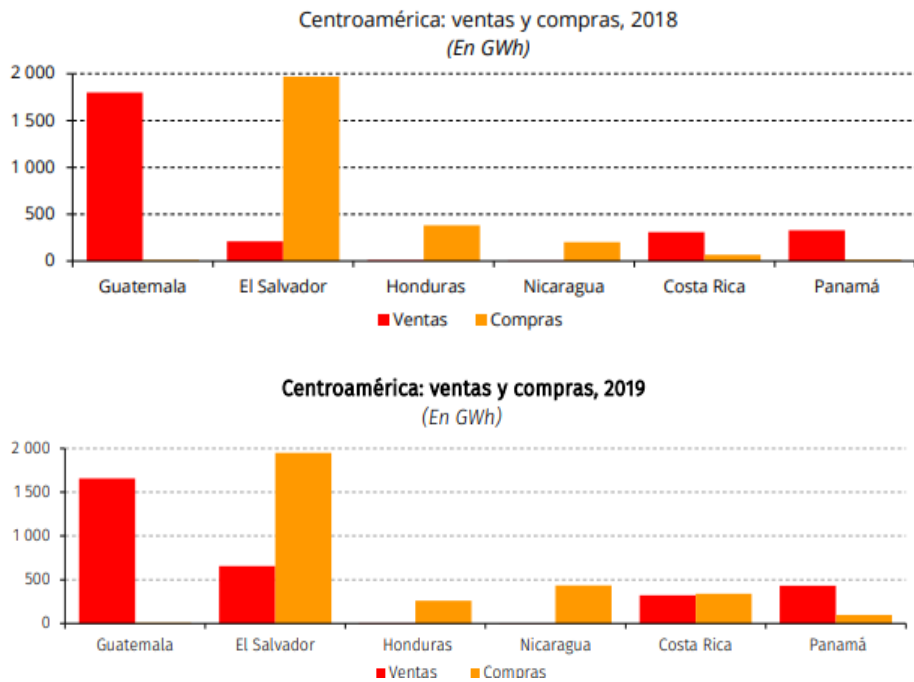
de intercambios en 2007 tuvo un ligero incremento al registrarse 551GWh y 579 GWh en 2008 (Castillo, 2013, pp. 70, 74-76) y en 2009 unos 778.2 GWh (CEPAL, 2019b, p. 24).

Como se observa en la Tabla 33, con el apoyo de las tablas 28, 31y 32 (pp. 167-174), es de notar que la suma total de importaciones y exportaciones en los miembros del SIEPAC comenzó a tener un crecimiento acelerado a partir de 2010, en gran parte, debido al inicio de exportaciones de México a Guatemala. No obstante, la participación de las inyecciones de México disminuyó debido al aumento de la participación de Guatemala como el mayor exportador del SIEPAC. En 2019 se mantuvo una tendencia en el crecimiento del intercambio de hasta más de 6 veces su valor inicial (Echevarría, et. al., 2017, pp. 30 y 31; CEPAL, 2019b, p. 24; y 2020b, pp. 33, 53 y 62).

Año	2010	2011	2014	2016	2017	2018	2019
Comercio total de energía (GWh)	1,062	1,260.3	3,654.3	4,581.1	5,784.6	6,509.9	6,820
Participación de las inyecciones de México a Guatemala	32.83 %	40.81%	14.16 %	12.33 %	14.11 %	12.04%	16.22%
Participación de las inyecciones de Guatemala a México	Inexistente	Inexistente	Inexistente	Inexistente	1.8 %	10.33%	7.55%
Participación de las inyecciones de Guatemala al SIEPAC	13.07%	15.34%	32.48%	29.13%	30.32%	28.07%	24.55%
Participación de las inyecciones dentro del resto del SIEPAC	54.1%	43.85%	53.36%	58.54%	53.77%	49.56%	51.68%

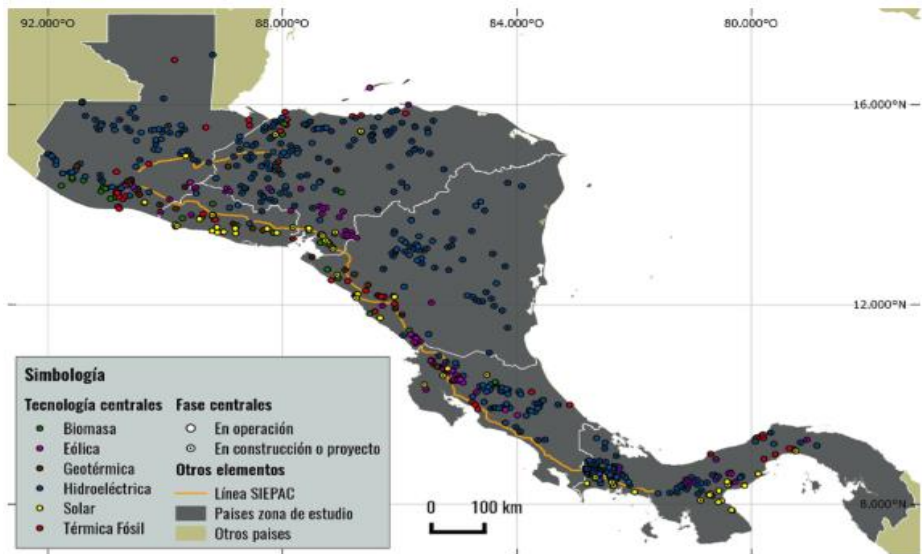
Tabla 33. Seguimiento de los años más significativos del intercambio de energía eléctrica en el SIEPAC, de 2010 a 2019. Elaboración propia con apoyo de las tablas 28, 31 y 32 expuestas en esta tesis.

Si se considera estrictamente el mercado interno del SIEPAC conforme a la Gráfica 16, se observa lo siguiente: de los 2,651.27 GWh vendidos en 2018, Guatemala representó el 67.84%, Panamá el 12.34%, Costa Rica el 11.59%, El Salvador el 7.88%, Honduras el 0.31% y Nicaragua menos del 0.01%. En cuanto a los compradores, El Salvador adquirió el 74.53%, Honduras el 14.44%, Nicaragua el 7.61%, Costa Rica el 2.48%, Panamá el 0.55% y Guatemala el 0.36%. Respecto al 2019, de los 3,073.92 GWh vendidos, Guatemala aportó el 53.5%, El Salvador el 21.36%, Panamá el 14.03%, Costa Rica el 10.49%, Honduras el 0.19% y Nicaragua el 0.004%. En el tema de compras, El Salvador ocupó el 63.1%, Nicaragua el 14.06%, Costa Rica el 11%, Honduras el 8.4%, Panamá el 3.12% y Guatemala sólo el 0.3%. A partir de lo observado en estos 2 años se observa que más de dos terceras partes del comercio entre los miembros del SIEPAC está sustentado por el intercambio entre Guatemala y El Salvador, ambos incluidos en el nuevo PDI, sobre todo mediante las ventas del primero al segundo. (CEPAL, 2019b, p. 27; Rojas, 2018b, p. 39; y CEPAL, 2019c, pp. 71 y 72). El otro miembro del PDI, Honduras, también destaca su participación como segundo comprador en 2018 y cuarto en 2019.



Gráfica 16. Ventas y compras exclusivamente entre miembros del SIEPAC en 2017 y 2018 (GWh). Edición propia a partir de cuadro 9 de CEPAL, 2019b, p. 27; y cuadro 16 de Rojas, 2017b, p. 39.

Otro aspecto a considerar es el desempeño que ocupan las energías renovables de los integrantes del SIEPAC. A diferencia de México y dentro de la propia escala de cada país, estas energías ocupan un papel dominante en su potencia instalada y campo de la generación total, especialmente la hidroeléctrica, observable en el mapa 22.



Mapa 22. Centrales eléctricas en el SIEPAC por tipo de Tecnología en 2018. Sobre la base de Velázquez, Deniau, Pérez y Martínez, 2019, p. 5

Si se toma en referencia los últimos dos años registrados, de acuerdo a la Tabla 34 se observa que en cuanto a potencia instalada, las renovables representaron el 65.1% en 2018 y el 66.4% en 2019, cuyas mayor parte fueron producidas por Panamá, Guatemala y Costa Rica. En cuanto a la generación, destaca una reducción del 10.46% de participación de las hidroeléctricas de 2018 a 2019, sobre todo a costa de un aumento de las térmicas convencionales y, en menor medida, de la energía geotérmica y solar. El aumento en la participación mediante térmicas convencionales provocó que el uso de las renovables en el SIEPAC bajara de 75% en 2018 a 66.01% en 2019.

Potencia	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	Biogás	Térmicas	Total
2018	39.24%	3.6%	6.64%	10.01%	5.43%	0.11%	34.92%	17,994.1 MW
2019	39.16%	3.84%	6.58%	10.04%	6.68%	0.11%	33.56%	18,373.3 MW
Países	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá		
2018	20.09%	11.13%	23.07%	14.65%	8.15%	22.88%		
2019	19.41%	12.29%	22.37%	14.76%	8.7%	22.44%		
Generación	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	Biogás	Térmicas	Total
2018	50.13%	6.93%	8.34%	6.19%	3.23%	0.15%	25%	53,015.3 GWh
2019	39.67%	7.66%	8.11%	6.44%	4%	0.13%	33.96%	54,075.7 GWh
Países	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá		
2018	21.42%	9.5%	23.62%	16.61%	7.9%	20.94%		
2019	20.92%	10.48%	22.61%	17.11%	7.5%	21.36%		

Tabla 34. Participación porcentual de capacidad instalada y generación por tipo de tecnología y por países integrantes del SIEPAC en 2018 y 2019. A partir de los cuadros 2 en CEPAL, 2020a, p. 24 y 2020b, p. 25.

De lo observado en la Tabla 35 se observa que más de la mitad de la potencia instalada por cada miembro del SIEPAC, salvo el caso de Nicaragua, se conformó por energías renovables. Además de lo anterior, con excepción de Guatemala en ambos años, así como de Honduras y Panamá en 2019, los demás países tuvieron una mayor productividad comparada con el porcentaje de su potencia instalada, en donde Costa Rica llegó a generar casi la totalidad de su energía mediante estas fuentes.

Potencia	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2018	84.2%	62.2%	68%	63.6%	45.9%	54.5%
2019	86.7%	69.5%	66.5%	63.8%	45.6%	55.7%
Generación	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2018	98.6%	76.7%	61.5%	67%	57%	78.3%
2019	99.2%	69.8%	58%	55%	54.6%	53.1%

Tabla 35. Porcentaje de la capacidad instalada y de la generación limpia de los miembros del SIEPAC en 2018 y 2019. Elaboración propia a partir de los Gráficos 2 en CEPAL, 2020a, p. 24 y 2020b, p. 26.

Otro aspecto que México debería tomar en cuenta dentro de su estrategia regional es el aumento del consumo de Belice y los integrantes del SIEPAC desde que entró en operación la conexión de Tapachula a Los Brillantes, mismo que se observa en la tabla

36. Guatemala, como principal socio de México en la transmisión eléctrica, tuvo un crecimiento mediano a comparación de Belice, quien a pesar de su fue el segundo país en la región con mayor crecimiento de la demanda, sólo por debajo de Panamá¹⁵⁴. De los otros países del triángulo norte relacionados en el nuevo PID, resalta también el crecimiento de Honduras, no así el caso de El Salvador

Territorio	SIEPAC	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
2010	6,957.8 MW	1,535.6 MW	948 MW	1,467.9 MW	1,245 MW	538.9 MW	1,222.4 MW	80.6 MW
2019	8,863.2 MW	1,715.8 MW	1,044 MW	1,785.4 MW	1,639.4 MW	717.5 MW	1,961 MW	108.7 MW
Tasa de Crecimiento	27.38%	11.73%	10.12%	21.62%	31.67%	33.14%	60.42%	34.86%

Tabla 36. Evolución de la demanda Máxima de Belice y los miembros del SIEPAC, 2010 y 2019. Elaboración propia a partir del Cuadro 7 en CEPAL, 2020b, p.32.

Con base en lo anterior, el crecimiento de la demanda máxima en los países de Centroamérica podría representar para México otro motivo para dirigir un mayor número de exportaciones. Esto sobre todo, en casos de que la capacidad instalada en estos países no se encuentre disponible, como en los casos de intermitencia en la que llegan a incurrir las energías renovables.

Finalmente, el otro aspecto a considerar por parte de los generadores mexicanos es el de las tarifas fijadas en los países centroamericanos, ya que podrían inyectar electricidad en momentos en que los precios por el retiro de energía sean menores en México, tal como lo aplica Guatemala en la mayor parte de sus importaciones desde el enlace binacional (Tabla 30, p. 171).

Si bien el precio de compra de la energía no es el mismo que el fijado por la tarifa a los consumidores, es probable que, el primer precio influya sobre el segundo. Conforme a la Tabla 37, se exponen los precios máximos y mínimos establecidos en 2018 por sector de Consumo entre los países del SIEPAC y la inclusión de Belice.

154.-El aumento considerable de Panamá se debió a la instalación de 296 MW de 2018 a 2019.

Sector de Consumo	Residencial de 50 kWh/mes	Residencial de 100 kWh/mes	Residencial de 200 kWh/mes	Residencial de 400 kWh/mes	Comercial de 40,3 KW y 15 MWh/mes	Comercial de 134,41 KW y 50 MWh al mes	Industrial de 53,8 kW y de 20 MWh/mes	Industrial de 215 kW y 80 MWh/mes
Mínimo (USD/KWh)	\$ 0.0647	\$ 0.0879	\$ 0.1165	\$ 0.1523	\$ 0.1267	\$ 0.1224	\$ 0.12	\$ 0.1166
Suministradoras	Tres distribuidoras de Guatemala y una de Nicaragua	Una distribuidora de Nicaragua	Una distribuidora panameña	Una distribuidora de Costa Rica y EEGSA de Guatemala	EEGSA de Guatemala	EEGSA de Guatemala	EEGSA de Guatemala	EEGSA de Guatemala
Máximo (USD/KWh)	\$ 0.1892	\$ 0.2567	\$ 0.2456	\$ 0.253	\$ 0.2509	\$ 0.2509	\$ 0.2384	\$ 0.2484
Suministradoras	Dos distribuidoras de El Salvador	DEORSA y DEOCSA de Guatemala	DEORSA y DEOCSA de Guatemala	DEORSA y DEOCSA de Guatemala y otra de Honduras	Dos distribuidoras de Nicaragua	Dos distribuidoras de Nicaragua	Dos distribuidoras de El Salvador y una de Panamá	Dos distribuidoras de El Salvador y una de Panamá

Tabla 37. Rango entre mínimo y máximo de tarifas fijadas por sector de consumo entre los miembros del SIEPAC y Belice. Elaboración propia a partir de los Gráficos A.1, A.2, A.3 y Cuadros A.1 y A.2 en CEPAL, 2019b, pp. 78 – 84.

De lo observado, se puede inferir, que si las dos empresas que pertenecen a ENERGUATE, además de EEGSA cobran unas de las tarifas más económicas en el sector residencial de menor consumo y que EEGSA también cobra la tarifa más baja para los sectores comerciales e industriales, en tanto que estas ya reciben energía desde México, los demás países podrían aprovechar este tipo de inyecciones. Esto tendría mayor factibilidad en la medida en que se habilite una línea de conexión que transmita directamente la electricidad generada en México a alguno de los nodos del SIEPAC o transporte el gas natural que se obtenga desde EUA, siempre que no surjan altos costos por problemas en la cadena productiva de México. También es necesario considerar los aspectos estructurales y estratégicos por los que los demás países fijan sus tarifas, independientemente del precio por el que adquieren la energía importada.

CAPÍTULO 6. POLÍTICA ENERGÉTICA DE BRASIL EN SUDAMÉRICA

6.1.- Evolución institucional del sector eléctrico de Brasil

Desde la década de 1890, Brasil incorporó la tecnología hidroeléctrica y termoeléctrica a su sistema eléctrico, durante la expansión de las inversiones extranjeras en América Latina, aunque su reglamentación fue sumamente escasa debido a la acelerada gestación como una nueva rama de la industria. Su fiscalización fue llevada por los municipios, y sólo mediante contratos de concesión formulados por las propias privadas. En la década de 1910 y 1920 se observó un periodo de proliferación de compañías de origen extranjero en cargadas de entre el 80% y 90% del servicio eléctrico, donde el estado apenas ocupaba cierta función en la regulación y la planificación. En esta época, fue distintiva la presencia de inversionistas británicos, canadienses, estadounidenses¹⁵⁵ y locales privados¹⁵⁶ en la etapa de electrificación, aunque los primeros abarcaron posteriormente mayor preponderancia en el mercado mediante empresas subsidiarias en las áreas urbanas de mayor concentración, de manera que el servicio y capacidad tecnológica provistos era más eficiente que el de las ciudades de menor tamaño (Macchione y Lanciotti, 2012, pp. 410, 414, 415, 419, 439, 440).

Posterior a la crisis desatada en EUA en 1929, la intervención estatal regida por la política de desarrollo bajo el modelo ISI alcanzó también el sector eléctrico brasileño para una mayor reglamentación de carácter discrecional. El gobierno fijó tarifas máximas y estableció entidades regulatorias, en gran parte motivado por una política promovida por Getulio Vargas de 1930 a 1945, encaminada a la implementación de un capitalismo nacional fundada en una centralización política y administrativa. Estas acciones encontraron sustento legal con la aprobación del Código de Aguas dado el potencial hidrológico del país para la generación eléctrica, en ese entonces equivalente al 80% de la capacidad instalada del país, aunque con una participación más activa de las entidades

155.- Entre las empresas extranjeras con mayor predominio en el incipiente sector eléctrico destacaron la canadiense Light a través de la primera usina hidroeléctrica comercial bajo el nombre de la subsidiaria las subsidiarias Parnaíba, así como las compañías São Paulo Electric Company y Bahia Light. También destacaron las inglesas Pernambuco Tramways and Power Co., The Rio Grandense Light & Power Syndicate Ltd., The South Brazilian Railways Co., The Pará Electric Railway and Lightening Co, y The Manaus Tramways and Light Co (Macchione y Lanciotti, 2012, p. 416).

156.- Respecto a las empresas nacionales, estas tuvieron un desempeño preponderante a nivel regional, entre las que destacan la Companhia Paulista de Força e Luz, la Empresa de Eletricidade de Araraquara, la Empresa de Força e Luz de Ribeirão Preto, la Empresa de Eletricidade de Rio Preto y la Companhia Campineira de Tração, Luz e Força, la Companhia Mineira de Eletricidade, la Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina y la Companhia Elétrica e Viação Urbana de Minas Gerais y la Companhia Brasileira de Energia Elétrica (Macchione y Lanciotti, 2012, p. 416).

federativas sin incurrir en la expropiación de las empresas privadas. Posterior a la segunda guerra mundial se estableció un plan de inversión estatal que permitiría la expansión del sistema eléctrico mediante una concesión otorgada a la estadounidense American & Foreign Power con garantía del gobierno. Para 1951, con el regreso de Vargas, se implementó el aumento de la inversión pública para el desarrollo de un sistema interconectado, con una distribución regional más equitativa y capaz de complementar los sistemas gestionados por las privadas extranjeras (Macchione y Lanciotti, 2012, pp. 409, 416, 417, 423 a 427, 435 a 443).

Cabe destacar que a principios de la década de los cincuenta, similar al caso de México, aumentó la participación estatal en los sectores considerados estratégicos para el desarrollo nacional, incluido el eléctrico. La diferencia con aquel país fue que, si bien el gobierno federal de Brasil también se atribuyó la responsabilidad de la generación eléctrica, los gobiernos estatales se encargarían de las etapas de la transmisión y distribución. Posteriormente, debido a la incapacidad del gobierno federal como de las privadas para cubrir el aumento de demanda, los gobiernos estatales también participaron en la constitución de empresas eléctricas¹⁵⁷. De esta manera, la participación de las empresas públicas en la capacidad instalada de 1952 a 1965 pasó de 6,8% a 54,6 % mientras que los privados de 82,4% a 33,6%. En este contexto, se creó por ley el Ministerio de Minas y Energía (MME) en 1960 con el fin de incorporar todas las instituciones del estado Federal en el sector eléctrico y que actualmente funge como el planificador de la política energética nacional. De forma similar, a pesar de los intentos anteriores por crear una empresa apegada al modelo monopólico estatal como Petrobras en el sector petrolero, en 1961 se constituyó por ley la empresa Eletrobras para cubrir la el resto de la demanda que no sea capaz las privadas en la generación y distribución eléctrica (Macchione y Lanciotti, 2012, pp. 436 a 439; y Linck y Vaz, 2016, p. 382).

No obstante, hasta fines de la década de 1960 se mantuvo un control oligopólico por parte de inversionistas extranjeros todavía con énfasis en las zonas de mayor

157.- Entre las diversas empresas de los gobiernos provinciales destacaron CEMIG para la asistencia financiera a privadas en Minas Gerais; la CESP en el Estado de San Pablo que asumió el cargo de las centrales USELPA, CHERP y CELUSA; la CHESF del Nordeste bajo control federal; la CEEE en Rio Grande do Sul; la Empresa Fluminense de Energia Elétrica en el Estado de Río de Janeiro³⁹; Centrais Elétricas de Goiás; Companhia Paranaense de Energia Elétrica; Centrais Elétricas de Santa Catarina; Centrais Elétricas Matogrossenses; Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia; Centrais Elétricas do Maranhão; Companhia de Eletricidade de Alagoas; Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte; Empresa Distribuidora de energia em Sergipe; y Centrais Elétricas do Piauí (Macchione y Lanciotti, 2012, p. 437)

crecimiento económico como Río de Janeiro y Sao Paulo. Esto provocó la acentuación en la provisión desigual del servicio y el retraso en la construcción de sistemas regionales y una red eléctrica nacional. Es por ello que en dicha década se terminó por establecer un marco de regulación para la inversión pública en sistemas interconectados a través de mecanismos de apertura para el otorgamiento de concesiones a privados. Este sistema perduró hasta el proceso de desregulación y privatización iniciado en la década de los noventa (Macchione y Lanciotti, 2012, p. 436 a 439 y 444).

El nuevo sistema tendría orígenes con la aprobación de la Ley 9074 en 1995, la cual fue sustituida en 1998 por la Ley 9643 y finalmente en 2004 por la Ley 10848, la cual buscó promover el uso de nuevas fuentes renovables con el fin de evitar apagones del sistema, completar el acceso universal y desarrollar un mercado competitivo mediante subastas en la contratación de energía. En esta última se declara el Servicio Eléctrico como Servicio Público y retoma de la Ley 9427 de 1996 el establecimiento de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) como el ente autónomo responsable de la regulación de la política del sector. Dicha entidad tiene la facultad de otorgar concesiones de operación con una duración de 30 años que puede ser prorrogable¹⁵⁸. Por su parte, la Ley de 2004 establece al Operador Nacional del Sistema (ONS) como la entidad operativa de derecho privado sin fines de lucro encargada de ejecutar las medidas emitidas por la ANEEL. Similar a México, existe una estricta separación legal de las etapas productivas: generación, transmisión, distribución y comercialización, donde el gobierno regula la transmisión, distribución y favorece la competencia para un mercado abierto en las demás áreas. También existe la Empresa de Investigación Energética (EPE por sus siglas en portugués), entidad pública encargada de brindar servicios de estudios relacionados al sector (Montenegro y Urdaneta, 2014, p. 167; y Valverde, 2013, pp. 39 a 41; y Linck y Vaz, 2016, pp. 382 a 384).

En el ámbito de la regulación en el manejo de Gas Natural, Petróleo y Biocombustibles, se crea por Ley 9478 de 1997 la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) como el organismo responsable. La Ley en comento establece los principios y bases jurídicas del actual marco normativo para estas fuentes, que sin perjuicio de haber

158.- La ANEEL también puede delegar a las entidades federativas o municipales la regulación de las licitaciones del servicio eléctrico con el fin de prestar un servicio más directo al consumidor. La mayoría de estos organismos son descentralizados y regulan diversos servicios públicos además de la energía como saneamiento, transporte, comunicaciones y aguas, tal es el caso de los Estados de Río de Janeiro, San Pablo, Bahía, Distrito Federal, entre otras (Valverde, 2013, p. 41).

eliminado las restricciones institucionales sobre los segmentos más competitivos del sector, como la exploración, producción y comercialización, aún se mantienen otras sobre las etapas de transporte y distribución (Valverde, 2013, pp. 40 y 41), como en México.

Sin perjuicio del actual sistema liberal en el sector, el gobierno aún mantiene una participación sustancial en la generación y transmisión de electricidad del país a través del control accionario de la empresa de capital mixto Eletrobras. Para 2016, dicha empresa fue responsable del 33% de la capacidad total instalada y del 48% de la red de transmisión a nivel nacional, aunque este grado de participación se ha reducido en 2019, como se observa más adelante, en la Tabla 41. Por su parte, Petrobras es la empresa equivalente para los sectores de del petróleo, gas natural y demás derivados de hidrocarburos, misma que también ocupa una posición dominante en el mercado nacional (Linck y Vaz, 2016, p. 383; y De Castro et. al., 2013, p. 134).

Al igual que en México, bajo este modelo se han promovido licitaciones para la generación limpia basadas en subastas públicas mediante contratos a largo plazo. Complementariamente, el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) ofrece financiación para los proyectos ganadores, cuya garantía principal es el flujo de efectivo proveniente de los contratos de compraventa de energía. La promoción de ciertos tipos de energía en las licitaciones depende del grado de participación que ya contaban unos sobre otros, de acuerdo a las políticas de planeación energética. Tal fue el caso de las licitaciones ofrecidas para energías eólicas y biomasa en lugar aquellas fuentes emisoras de GEI como el petróleo o el carbón entre 2009 y 2011. El interés por estos proyectos ha permitido una oferta superior a la demanda estimada por las distribuidoras, de manera que han causado la reducción de precios en la generación eléctrica (De Castro et. al., 2013, pp. 131 y 132; y 2015, pp.15 a 17).

La esencia de este sistema de mercado es diferente al resto de los países de América Latina ya que no existe la compraventa de electricidad generada como tal. Todos los consumidores tienen la obligación de contratar energía por medio de un mecanismo de garantía de suministro que no incluye su entrega física por parte de la empresa generadora. Si, por ejemplo, un usuario industrial que participa en el mercado abierto consume más energía de la red que la establecida en el contrato de garantía al que se comprometió, será acreedor a multas administrativas. Por su parte, un generador sin

contrato estará impedido para vender a dicho consumidor incluso si su central se encuentre disponible para ofrecer energía(De Castro et. al., 2013, p. 137; y 2015, p. 18).

De esta manera, la responsabilidad de satisfacer la demanda yace en la operación centralizada y optimizada por el ONS, puesto que la gestión de un sistema con la magnitud y dependencia de recursos hídricos como el brasileño queda sujeto constantemente a situaciones de incertidumbres en el suministro derivadas por la hidrología local que se agravarían en caso de permitir el funcionamiento de cada represa de manera descoordinada. Es por ello que la operación conjunta de las mismas complementada de manera eventual por la generación térmica y otras fuentes alternativas permiten garantizar la demanda a nivel nacional. Por esta razón, se ha mantenido un sistema cerrado en cuanto al manejo de la generación y transmisión, incluso posterior a la reforma del modelo estatal desarrollado desde la segunda mitad del siglo XX. Este sistema permite aprovechar, mediante el manejo eficiente de las líneas de transmisión a cargo de la ONS, la gran diversidad de cuencas hidrográficas existentes en el país según la temporada del año, cuando tienen mayor abundancia en sus recursos (De Castro et. al., 2013, pp. 127, 137 - 139; y 2015, pp. 18 - 21).

La única excepción a este sistema dentro de Brasil es que sólo el 1,7% de la energía utilizada en el país está fuera del sistema con interconexión nacional (SIN), cuya mayor parte se encuentra en el Norte, región de la cual se ha promovido ampliar su potencial hidroeléctrico, a pesar de las manifestaciones ambientales y sociales en su contra en los ríos Xingu, Tapajós y Madeira (Linck y Vaz, 2016, pp. 376, 382, 383 y 389).

En estos tipos de contratos de garantía, cada central eléctrica, sin importar la energía primaria que utilice, recibe del MME certificados comercializables con consumidores que comúnmente representan solo una fracción de la energía que puede generar. La cantidad de certificados calculada para cada central se fija con base en la optimización del Sistema Interconectado Nacional, al tomar en cuenta tanto las instalaciones contratadas como aquellos nuevos proyectos a inscribirse en una licitación. Primeramente, en razón de los problemas de incertidumbre presentables en un sistema dominado preponderantemente por la generación hídrica como el de Brasil, se calcula la mayor carga crítica que puede soportar el sistema bajo criterios de seguridad y economía. En segundo, esta carga se divide entre todas las unidades productivas incluidas, de forma que la cuota para cada una de ellas es su garantía física, acreditable mediante los

certificados referidos. Este tipo de problemas de garantía en el suministro serían más controlables y surgirían, por lo general, con menor frecuencia en un sistema mayoritariamente térmico como el mexicano dada su discrecionalidad, aunque a costa de más emisiones de GEI (De Castro et. al., 2013, p. 139; y 2015, pp. 7, 16, 17, 18 y 20). Por tal razón, la administración actual ha promovido reformas para eliminar estas cuotas para establecer un mercado libre mayorista, como se observa más adelante, en la Tabla 41.

En tanto que los consumidores deben adquirir contratos de energía anticipadamente, cualquier proyección de crecimiento de la demanda conlleva la necesidad de construir nuevas centrales generadoras para satisfacer de modo seguro la carga adicional y por ende, esto conlleva a ampliar la totalidad de certificados de energía. El funcionamiento de este sistema, ha demostrado ser eficiente para el sector, ya que permite expandir a un costo bajo la capacidad instalada de manera acorde con el crecimiento de la demanda (De Castro et. al., 2013, p. 139).

Como aportación a este manejo de eficiencia energética en el sistema para interconectar la energía hidroeléctrica y complementarla con otras fuentes, también se puso en vigor a partir de 2001 la Ley 10,295. A manera de ejecutar sus disposiciones, se estableció el Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica para tomar iniciativas, con o sin el apoyo de consumidores y cualquier otro agente del mercado, en pro de la eficiencia energética nacional. Otra sección relacionada con la eficiencia es el tema de la Generación Distribuida, regulada por la Resolución Normativa ANEEL 482/2012 para, al igual que México, prescindir de su conexión a las líneas de transmisión a largas distancias (De Vasconcellos et. al., 2016, pp.40 y 41).

Para los consumidores que no participan en el mercado abierto se deben contratar nuevas centrales generadoras a través de subastas bajo una estructura de comprador único en el mercado, ya que el Gobierno Federal es quien organiza dichas contrataciones en representación de los distribuidores. De esta forma, todo el consumo debe cubrirse por los referidos contratos de garantía física con un compromiso a largo plazo hasta por 30 años que permiten una tendencia de referencia de precios convergente con el costo medio de la energía, cuestión que, en opinión de De Castro et. al. (2013, p. 148; y 2015, pp. 19 a 21) no sería posible en un mercado de energía física de corto plazo.

La actual legislación procura implementar limitaciones a la propiedad con el fin de impedir prácticas monopólicas. Una empresa generadora sólo puede tener derecho a un

máximo del 20% de las acciones de una empresa de transmisión o distribución. Paralelamente, la transportista no puede tener ninguna acción en empresas enfocadas a la generación o comercialización. Por su parte, una comercializadora sí puede contar con acciones de una transportista, mientras que una distribuidora o comercializadora sólo puede tener hasta el 30% de acciones de una generadora (Valverde, 2013, p. 41).

El aumento de la competencia de los mayores productores internacionales de energía a bajo costo impulsado por las licitaciones, los apoyos financieros para el desarrollo de proyectos y la abundancia de recursos naturales para la generación eléctrica han ocasionado que la integración eléctrica regional, tema del cual se abundará más adelante, no sea un asunto prioritario para Brasil, como sí lo fue en el pasado. Los proyectos que contemplen la importación de energía desde otros países serán admisibles siempre que sus costos sean comparables con los de la generación nacional. Por parte de Brasil, le será posible fortalecer su función como exportador en tanto no comprometa su demanda interna, como ha sucedido desde inicios de la década de 2010 respecto a la venta de excedentes hacia Argentina y Uruguay (De Castro et. al., 2013, p. 132).

Dadas las condiciones técnicas y comerciales del sistema brasileño como uno de naturaleza cerrada, ya que cada una de las centrales y elementos de su infraestructura muestran una fuerte interdependencia entre sí, De Castro et. al. (2013, pp. 137 y 139; y 2015, pp. 20 - 23) estiman que su interconexión con sus vecinos difícilmente podría adaptarse al de un sistema normativo de mercado regional común como el europeo o el propio SIEPAC. Ello se debe a que tal mercado regional y sus autoridades tendrían que definir la generación de cada central, su precio de venta y el nivel de intercambios.

Cabe añadir, en el plano de la implementación de la normativa mediante políticas públicas, resulta importante el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA). El mismo busca promover la seguridad energética, diversificar el campo generativo para reducir la emisión de GEI, valorar los potenciales regionales y locales, así como la capacitación de mano de obra. En este aspecto, Brasil destaca por ser un país pionero en la investigación de biocombustibles, en su sistema de interconexión de hidroeléctricas por el SIN desde los 70 y su diversidad de recursos naturales. Estas características lo proyectan como un líder, o al menos, un país activo en la agenda del cambio climático mediante la transición energética (De Vasconcellos et. al., 2016, pp. 40, 41 y 45; y Linck y Vaz, 2016, pp. 377, 378 y 384).

Brasil también es un país cuya promoción de energías limpias ha contado con el apoyo financiero de organismos multilaterales. Tal es el caso del BID, al contar con una amplia lista de financiamiento para proyectos relacionados al uso de energías limpias. El Banco Mundial es otra institución que apoya financiamiento a proyectos encaminados a la eficiencia energética (De Vasconcellos et. al., 2016, pp.40 y 41). Estos organismos participan incluso en proyectos de los que se hablará más adelante, en el ámbito regional.

En vista del aspecto neoestructuralista planteado en esta tesis, más allá de los beneficios comerciales, tecnológicos y ambientales observados en el sistema brasileño, también se aprecian problemáticas entorno al impacto social y al ecosistema. Esto se observa en el lugar donde existe interés estatal y privado por desarrollar obras de infraestructura eléctrica en el marco de la IIIRSA - COSIPLAN capaces de alterar irreversiblemente la conformación del espacio físico en los que se encuentran involucradas diversas comunidades originarias. De manera similar a México y Centroamérica, estos proyectos han provocado movilizaciones sociales en defensa de los recursos naturales, la biodiversidad y el derecho de consulta, aunque no han logrado tener mayor relevancia entre los gobiernos de la región para desarrollar una normativa común que regule y fiscalice su ejecución (Mellado y Ali, 2012, pp. 180 y 191).

Por mencionar entre algunos de los casos más distintivos, destaca el de la Represa Hidroeléctrica Belo Monte, en el Rio Xingú, Estado de Pará. La empresa privada de Norte Energía S.A., consorcio liderado por Electrobras, obtuvo apoyo del BNDES y otras instituciones en un proyecto con valor superior a los \$ 3,000 MD. Belo monte fue planeada para contar con 11 GW de capacidad instalada y fue vista como el tercer proyecto hidroeléctrico más grande del mundo (Acuña y Serrano, 2016, p. 85).

Las organizaciones de comunidades inmersas en el lugar han emprendido desde hace 20 años manifestaciones y acciones legales al considerar que estas obras pueden afectar sus intereses socioeconómicos y socioambientales. Entre estas organizaciones sobresalen Movimiento Xingú Vivo para, Siempre, Asociación Interamericana de Defensa del Ambiente (AIDA), Comunidad indígena Juruna de la aldea Buena Vista y Comunidad indígena Xikrin habitantes de la cuenca del río Bacajá. En concreto, acusan posibles inundaciones y pérdida de biodiversidad en tierras agrícolas de bosque tropical de un aproximado de 500 km² que causaría el desplazamiento forzado de más de 20 mil personas pertenecientes a comunidades indígenas y ribereñas. También denuncian la

afectación al derecho de acceso al río para obtener alimento, trabajo y transporte e incluso la expansión de enfermedades tropicales. Similar a México, se han suscitado controversias en torno a la falta de consulta ciudadana y el respeto al consentimiento, libre, previo e informado consagrado por Constitución nacional y del convenio 169 de la OIT. Las acciones legales han llegado hasta la petición a la Comisión Interamericana de Derechos Humanos que resolvió favorable para ordenar como medidas cautelares la suspensión del proyecto, a pesar de que la Suprema Corte de Brasil todavía lo mantiene autorizado. Para 2016 el proyecto ya estaba en fase final (Mellado y Ali, 2012, p. 203; y Acuña y Serrano, 2016, p. 85).

En otro caso, el Complejo Hidrológico del Río Madeira en el Estado de Rondônia, la empresa privada Santo Antônio Energía Consórcio Energia Sustentável do Brasil (CESB) sería la encargada de realizar el proyecto, en el marco de la IIRSA dentro del eje Perú-Brasil-Bolivia con apoyo del BID, la CAF, BNDES y el Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (IBAMA), cuya inversión total equivaldría a \$ 25,000 MD. Este proyecto tuvo manifestaciones en contra por parte de organizaciones sociales de Bolivia, Brasil y Perú. La superficie de la cuenca del río Madeira constituye un 20% de la superficie total de la cuenca amazónica y el proyecto consiste en la construcción de dos represas: Jirau, con 3,300 MW de capacidad instalada y Santo Antônio, de 3,100 MW (Acuña y Serrano, 2016, p. 86).

En este proyecto, el IBAMA, como ente evaluador del impacto ambiental reconoció posibles altos impactos sobre los ecosistemas, incluso de manera transfronteriza con Bolivia. Las organizaciones Sociales han denunciado legalmente que el proyecto podría provocar el desplazamiento de 7,000 habitantes, entre ellos personas pertenecientes a los pueblos en aislamiento voluntario, por ejemplo los Katawixi y Karipuninhaos. También se ha denunciado la falta de transparencia, de profundidad en los estudios de impacto social y ambiental del proyecto, similar al caso del río Xingú y en exigencia del respeto de los mismos derechos constitucionales y de la OIT (Acuña y Serrano, 2016, p. 86).

6.2.- Desarrollo de la política energética de Brasil en Sudamérica

Desde el aspecto estratégico geopolítico, Brasil ha promovido la concepción de un sistema mundial multipolar donde Sudamérica deje de considerarse una subregión dependiente a algún polo económico o político externo, siempre que Brasil pueda aprovechar su tamaño de mercado para desarrollar economías de escala y

especialización. Es por ello que, para Brasil, la región significa un espacio natural hacia una inserción más favorable y dinámica en el comercio internacional, aumentar los flujos de inversión y las exportaciones de bienes y servicios de valor agregado más alto. De acuerdo a Ferreira (2011), la política de integración que persigue Brasil parte desde la realidad objetiva del comercio, la inversión y la política internacional (Ruchansky, 2013, pp. 18 y 19; y Fernández, 2012, p. 98).

En vista de lo anterior, algunos países de Sudamérica temen que la consolidación de un espacio regional con Brasil la convierta en una potencia hegemónica que no aporte a los demás países los beneficios que esperan obtener del proceso de integración. En este sentido el Brasil ha buscado o, al menos aparentado, enderezar su visión estratégica hacia la prosperidad compartida con los países vecinos a base de un bloque regional fuerte, capaz de resolver sus problemáticas. La institucionalización de esta política podría aumentar su influencia en los temas globales para legitimar a Brasil como el punto de referencia de un espacio regional con estabilidad y progreso (Ruchansky, 2013, p. 19).

Tal estrategia encontró importancia en la infraestructura física como base para impulsar la integración regional a partir de los años 2000, con la Iniciativa para Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) (Cipoletta, 2015, pp. 14 y 15; y UNASUR – OLADE, 2012, p. 11), de manera casi contemporánea con el Proyecto Mesoamérica en 2001. Para 2010, la IIRSA entró a ser parte de la UNASUR, en el marco del trabajo del Consejo Sudamericano de Infraestructura y Planificación (COSIPLAN)¹⁵⁹. La promoción y unificación de estos mecanismos le ha permitido consolidar su hegemonía regional, más allá del proyecto comercial primario delimitado por el MERCOSUR (Fernández, 2012, p. 87; Ruchansky, 2013, pp. 19 y 20; y Mellado y Ali, 2012, pp. 177 – 179; y Giacalone, 2012, pp.51, 54, 55, 71 y 72).

Cabe mencionar que, desde su origen, el proyecto sudamericano también contiene un elemento estratégico para Brasil en cuanto a la conectividad energética fundamentada

159.- En los hechos, la relación de Brasil con sus vecinos se ha caracterizado por el constante replanteamiento de políticas de integración que ha encontrado un número de socios en expansión. Las relaciones de conflicto existente desde los procesos de independencia se tornaron en relaciones de cooperación. Por mencionar los principales acciones e instituciones que Brasil ha contribuido históricamente para la consolidación de un espacio de integración económica y política compatible con el IIRSA: 1.- Suscripción del Programa de Integración y Cooperación Económica -PICE- entre Argentina y Brasil -1986; 2.- Proposición de un Área de Libre Comercio Sudamericana en 1993; 3.- Declaración de Cusco que dio lugar a la Comunidad Sudamericana de Naciones en 2004; 3.- Renombramiento de la Comunidad a la UNASUR en la Declaración de 2007 y la firma de su tratado Constitutivo en 2008 (Mellado, 2009a, p. 34; y 2009b, p. 111).

en su ubicación geográfica, necesidades y potencialidades (Mellado, 2009b, p. 118). Tal proyección tipifica una conducta abordada por la teoría del regionalismo estratégico, ya que refleja los intereses políticos del gobierno brasileño, en sintonía con los intereses económicos de diversas ETN brasileñas para el comercio y la inversión regionales (Luján y López, 2012, pp. 44 y 49).

No obstante la iniciativa de Brasil, existen diferencias con otros países de Sudamérica sobre la conveniencia de su liderazgo. Tal es el caso de Argentina, Chile, Bolivia y Venezuela, aunque sus intentos de resistencias al regionalismo brasileño se han ejercido de forma individual (Giacalone, 2018, pp. 181 - 184). Si bien algunos países de la región, conciben a la UNASUR una alternativa frente al ALCA para la inserción de una economía globalizada con un mayor poder de negociación, otros creen que es el mecanismo idóneo para Brasil en consolidar su hegemonía regional. Si bien algunos países han simpatizado con la consolidación de un proyecto de integración ajeno a los intereses de EUA, sus compromisos e intereses han diferido en el tema. Como ejemplo están las tensiones por el abastecimiento de gas a Brasil en la década de los 2000, en un contexto de expropiación del insumo por parte del gobierno boliviano y su reclamo a los precios de importación de Brasil por considerarlos menores a los que tendrían que pagarse (Mellado, 2009a, pp. 13 y 14; y 2009b, pp. 118, 127, 130 – 133 y 142).

Otro punto de discrepancia es sobre el impulso que otorga a Venezuela al petróleo como la principal fuente para una integración energética de corte antiestadounidense, mientras que Brasil proponía un mayor énfasis para los biocombustibles y sin una confrontación política directa. Además, otros gobiernos de la región respaldaron con mayor fuerza la estrategia energética propuesta por Brasil ya que la venezolana privilegiaba el desarrollo de proyectos en manos del Estado a costa de las inversiones privadas extranjeras y nacionales. Cabe recordar que la estrategia de Venezuela, como se mencionó en capítulos anteriores, tomó forma con la ALBA, lo que amplió la divergencia en las alianzas subregionales en Sudamérica. La alianza energética entre Brasil y Venezuela también se vio deteriorada debido a que Petrobras se retiró del Proyecto Mariscal Sucre para la exploración gasífera conjunta en Venezuela para alimentar al gasoducto del Sur, así como de la instalación de una refinería en Pernambuco, Brasil, para procesar petróleo venezolano. Aparentemente, las razones de estos dos retiros fueron problemas de financiamiento en medio de la crisis global (a finales de la década de los 2000) y el hallazgo de yacimientos de petróleo y gas en el

litoral brasileño (Mellado, 2009b, pp. 143, 144, 164 y 165; Luján y López, 2012, p. 45; y Giacalone, 2013, pp. 140, 141, 151 y 152; y 2018, pp. 173 y 174).

A fin de evitar mayor injerencia de EUA en Sudamérica, Brasil también ha liderado las negociaciones para una asociación entre los dos esquemas integrativos históricamente más conocidos en esa región: el MERCOSUR y la CAN. La armonización de estos mecanismos, en razón de sus diferencias jurídicas, institucionales, políticas y de funcionalidad, tiene diversos grados de incertidumbre y complejidad según el ramo a integrar, entre ellos el energético. Además, la relación entre los miembros por cada organismo se ve condicionada a la prioridad que otorgan al comercio con otras regiones del mundo como Europa, América del Norte o Asia, en lugar de darle mayor importancia al comercio intra regional, de manera que tampoco existe una política comercial externa común. Cada país ejerce su política macroeconómica, las cuales tampoco han podido reducir las asimetrías estructurales marcadas entre unos y otros países de la región (Mellado, 2009b, pp. 150,163 y 164; y Luján y López, 2012, pp. 44 y 45; y Giacalone, 2013, pp. 134 y 135). Entre tales asimetrías se incluye la aplicación de subsidios que algunos gobiernos fijan en la región para imponer precios a la electricidad o sus insumos, de manera que este precio también puede variar considerablemente por país (De Castro et. al., 2013, p. 136; y 2015, p. 22).

El interés de Brasil por liderar la integración regional también ha estado aparejado a una relación de competencia con otros países de América Latina, como el caso de México. Este sentido de competencia ha encaminado a Brasil a proponer proyectos de integración donde se excluye a México con el fin de evitar cualquier influencia suya hacia los demás miembros. El primer referente de ello fue la propuesta de BRASIL sobre un Área de Libre Comercio Sudamericana (ALCSA) en 1993 frente a un riesgo de ampliación del TLCAN en Centroamérica y el Caribe. Lo mismo fue el caso de la Primera Cumbre Sudamericana de Presidentes convocada por Brasil en 2000 en la cual se acordó formar el IIRSA (Mellado, 2009, p. 24; y 2009b, pp. 114 y 115; Luján y López, 2012, p. 45; y Giacalone, 2013, pp. 133 y 134).

Por otra parte, a diferencia de México, las exportaciones totales de Brasil no han tenido un alto grado de dependencia al mercado de EUA, razón por la que nunca fue un interés mayor ser parte de la ALCA propuesta por dicho país. Sin embargo, un mercado que sí resulta de alto interés para EUA es el de biocombustibles, por lo que firmó en 2009

un acuerdo para que Brasil le pudiese vender etanol, insumo del cual es líder mundial en exportaciones (Mellado, 2009b, pp. 113, 114 y 142; Valverde, 2013, p. 29; y Giacalone, 2013, pp. 140 y 141).

Para finales de la década de los 2000, similar al PPP, se identificó que la integración sudamericana se había enfocado en acciones a la construcción de infraestructura para el transporte y para la cooperación e interconexión energética, pero sólo con el propósito de satisfacer individualmente los intereses de cada país. A la fecha, sigue sin existir un proyecto de integración energético que permita afrontar los problemáticas inmersas a nivel regional como los conflictos fronterizos del lugar de la obra a realizar, la limitación tecnológica y las restricciones en la capacidad de financiamiento del proyecto (Mellado, 2009b, p. 166; y Giacalone, 2018, p. 185).

Durante el tiempo de construcción y desarrollo de los sistemas eléctricos nacionales, se instalaron interconexiones binacionales con el propósito de posibilitar intercambios transfronterizos en zonas remotas o en casos de emergencia. A partir de la segunda mitad del siglo XX, los países de la región buscaron explotar conjuntamente los recursos hídricos fronterizos para la generación eléctrica. Las mismas fueron promovidas en el marco del MERCOSUR y se han considerado como las mayores exponentes de la integración energética regional, ya que originalmente consistieron en grandes obras para un suministro de energías alternativas en los sistemas nacionales interconectados. Dicho objetivo conllevó la instalación de líneas de transmisión que causaron las primeras interacciones entre operadores nacionales. Estas experiencias han permitido facilitar intercambios que, para inicios de la década pasada, a Brasil le fuera posible suministrar interrumpiblemente desde sus hidroeléctricas a Argentina y Uruguay entre mayo y agosto, para que luego ellos le compensaran entre setiembre y noviembre. Junto a sus avances, estos países no han quedado exentos de controversias jurídicas sobre la interconexión, incluso algunas de alto impacto en sus intereses (Ruchansky, 2013, p. 21 y 27).

Cabe mencionar que en el caso del gas natural, que desde la década de los noventa tomó especial importancia para el sector, se realizaron diversos proyectos de interconexión eléctrica y gasífera en un esquema regional promotor de la integración de mercados e inversión privada. Entre ellos destacan el de Argentina para la transmisión de energía a Brasil, Chile y Uruguay, el de Bolivia para transportar gas a Brasil y Argentina, o el de Argentina también para exportar gas a Chile, Brasil y Uruguay. Sin embargo, el

aumento de precios del petróleo al iniciar los años 2000 y el temor a la falta de disponibilidad de gas natural en el Cono Sur afectó el abastecimiento local y los contratos de exportación tanto de gas como de electricidad de Argentina a Chile, Brasil y Uruguay. Estas consecuencias provocaron la desconfianza de gobiernos y particulares en invertir en proyectos de interconexión y en considerar los recursos energéticos como un elemento estratégico regional (Ruchansky, 2013, pp. 24 y 25). Por otro lado, los nuevos descubrimientos de gas natural en territorios terrestres y marítimos de Brasil, le han permitido a este país impulsar su capacidad para garantizar el suministro sustentable de energía y reducir las importaciones (De Castro et. al., 2013, p. 128 y 129).

Específicamente, se percibe un interés por parte de Brasil en aplicar sus políticas integracionistas para priorizar el sector eléctrico como uno de los ejes de expansión intra y extrarregional de sus empresas, más que el hecho de lograr un suministro a precios bajos para los usuarios. En este sentido, se identifican cuatro estrategias de este país para concretar la integración eléctrica (De Castro et. al., 2013, p. 133 y 136).

La primera de ellas concierne al comercio regional interrumpible de electricidad, como ha sido el caso con Argentina y con Uruguay. Es decir, se permite la simple exportación e importación sin necesidad de compromisos a largo plazo. La capacidad de expansión de dicha estrategia encuentra sustento en el aumento constante de la oferta energética en Brasil y la falta de inversiones a largo plazo de sus países vecinos. La segunda encuentra sustento en el potencial de las hidroeléctricas binacionales como las principales obras integración energética regional, con la presa Itaipú de ejemplo paradigmático. En razón de las particularidades del sistema brasileño, más la diferencia de magnitudes con el de Paraguay, en dicha central resulta favorable la adquisición de excedentes del otro país y las compensaciones por temporada. La tercera buscaría la creación de un mercado regional a largo plazo, aunque este resulta el más difícil de concretar dadas las diferencias del sistema brasileño con el de los demás países. Y la cuarta versa sobre el poder inversionista de las empresas brasileñas en el sector eléctrico de otros países, en especial para la construcción de hidroeléctricas, líneas de transmisión y la adquisición de activos por etapa productiva nacional y regional (De Castro et. al., 2013, pp. 133 y 134; y 2015, pp. 23 y 28)

Respecto a la última de las cuatro estrategias planteadas, la capacidad de inversión de Brasil en el sector eléctrico exterior toma base en el potencial de

especialización de Eletrobras para participar en obras de capital de riesgo, de financiamiento por parte del BNDES y de las empresas nacionales constructoras y de bienes de capital en el funcionamiento de hidroeléctricas y líneas de transmisión. En contraste, a nivel interno, la asociación de Eletrobras con privadas ha reducido gradualmente su influencia por asumir una participación minoritaria en megaproyectos. Además, ha tenido una actuación tibia al concursar en licitaciones de emprendimientos menores que se caracterizan por su intensa competencia. No obstante, al ser operada por órganos gubernamentales, contar con un acceso favorable del BNDES dentro y fuera del país, así como la capacidad de integrar las etapas productivas del sector eléctrico goza de un lugar privilegiado y por lo tanto, estratégico en el proceso de integración, incluso a niveles de participación extrarregionales (De Castro et. al., 2013, pp. 134 y 135)

A nivel exterior, la principal área de actuación de Eletrobras es la participación en proyectos para la integración eléctrica en Sudamérica, al grado de contar con oficinas en Lima, Montevideo e incluso fuera de la región como Panamá, ciudad integrada al SIEPAC. Se observa entonces que, más allá de la interconexión, la empresa ha buscado relaciones comerciales con países de América Latina con quienes no comparte fronteras, además de otros países como EUA, de África o de Europa, para la generación renovable y transmisión. En ese sentido, destaca también la construcción de la hidroeléctrica de Tumarín en Nicaragua. Al respecto, se observa aquí cómo Eletrobras podría encontrar cierta competencia frente a CFE por el mercado centroamericano, no obstante esta EPE mexicana, como se expuso, no ha explotado su potencial corporativo en ese mercado, ni tampoco ha recibido financiamiento estatal para ese fin (De Castro et. al., 2013, p. 135).

Respecto a la dinámica general de la integración eléctrica entre Brasil y sus vecinos, los aspectos operativos y comerciales fueron planeados para acoplarse al modelo brasileño, mismo que ya se ha mencionado que funciona mediante una operación centralizada por el ONS que busca optimizar y complementar los recursos de generación eléctrica, a partir de una base abundante como lo son las fuentes hídricas. Esto se observa en la presa Itaipú Binacional, ya que aunque se construyó 20 años antes de la implementación del modelo brasileño de 2004, la comercialización de electricidad de ésta planta se ha tenido que adaptar a su sistema de optimización. Además de esto, la presa también ha tenido que cubrir la demanda de Paraguay, a pesar de tener un sistema de mercado diferente al de Brasil. Otro claro ejemplo ha sido la importación de energía desde Argentina, mediante las centrales que procesan gas de Compañía de Interconexión

Energética (CIEN), la cual ha sido considerada por ONS como un mecanismo fronterizo activable en casos de complementación cuando las condiciones hidrológicas no fueran favorables. En caso de que el sistema de Brasil no necesitara de complementación térmica, las centrales de CIEN quedan habilitadas para el suministro en Argentina (De Castro et. al., 2013, pp. 132, 137, 139 y 140; y 2015, pp. 20 a 24).

Las transacciones internacionales de electricidad se han mantenido en Brasil bajo el principio de que tanto los excedentes de exportación, como las importaciones ocasionales no deben perjudicar los contratos celebrados en su mercado interno. De esta manera, aunque exista un interesado en otro país para importar, no es posible determinar un precio para desplazar los generadores previamente programados por el ONS para ocupar la red de transmisión de Brasil (De Castro et. al., 2015, pp. 25 y 26).

Por otro lado, con la suspensión por parte de Argentina sobre los contratos de exportación para las distribuidoras brasileñas debido a problemas de abastecimiento local a inicios de la década de los 2000, Brasil tuvo que exportarle energía de forma ocasional desde Garabí. Brasil también tuvo que transmitir esta energía hacia Uruguay a través de las líneas argentinas. Es así que las exportaciones de Brasil a sus tres socios miembros del MERCOSUR han variado según tres modelos de negocio. En todos los casos se trata de contratos ocasionales para un determinado momento, de manera que Brasil no está obligado a ningún acuerdo de potencia firme, a diferencia de CFE o Energías del Caribe en México a Guatemala. De lo anterior expuesto se observa que la mayoría del tiempo las interconexiones binacionales permanecen inactivas (De Castro et. al., 2013, pp. 140, 141, 147 y 148; y 2015, pp. 24 y 25).

El primer tipo de exportación consiste en la convocatoria de subastas de centrales térmicas que no sean utilizadas por el ONS en ese momento, según las condiciones de tráfico de la red interna. En este tipo de exportaciones resalta que la venta ofrecida a Argentina o Uruguay por este tipo de centrales no se rigen por los mismos costos variables que los del mercado brasileño, sino del mercado del importador que generalmente suelen ser mayores. Las transacciones se hacen entre agentes privados, de manera que no existe información oficial disponible sobre el valor monetario de sus operaciones. En el segundo tipo, se incluye el envío de energía hidroeléctrica en junio y julio, los meses de menor temperatura que provocan en Argentina un mayor consumo, con el fin de que la misma cantidad física de energía le sea devuelta en agosto y

setiembre, temporada de mayor temperatura en ese país y que en ese mismo periodo suele ser en Brasil el de mayor sequedad. Esta dinámica ha funcionado de manera similar en Uruguay, ya sea mediante la convertora de Rivera o a través del sistema de transmisión argentino. Por último, Brasil puede exportar la energía hidráulica de presas cuyos embalses no tengan más capacidad para almacenar agua, la cual se verterá y exportará a alguno de sus vecinos, cantidad que se medirá para su respectiva devolución (De Castro et. al., 2013, pp. 140 y 141; y 2015, pp. 24 y 25).

El único proyecto para exportación firme desde Brasil es el de una termoeléctrica a base de carbón por parte de la empresa de origen belga, Tractebel - Grupo Suez. El mismo está previsto para su instalación en Candiota, Río Grande do Sul, con el fin de transmitir electricidad exclusivamente a Uruguay, sin tener que someterse a la dinámica de optimización del sistema brasileño, aunque aún se muestran dificultades en la compatibilización de los sistemas de ambos países (De Castro et. al., 2013, p. 143).

Por otra parte, en razón de la naturaleza cerrada del sistema de optimización brasileño, resulta complicada la concepción de importaciones de excedentes de energía, ya que alteraría el orden de despacho de las generadoras previamente autorizadas. La única excepción es el intercambio de energía hídrica para su posterior compensación no sustituible monetariamente, incluso si el precio de compra de energía proveniente de los países vecinos fuera menor que los de la generación nacional. Además de esta práctica, como ya se mencionó, existe la importación interrumpible desde Argentina y Uruguay realizable en el mercado de corto plazo (De Castro et. al., 2013, p. 142; y 2015, p. 26).

Respecto al uso de gas natural para la generación eléctrica, se ha observado la proliferación de oportunidades para la importación a precios competitivos provenientes de empresas asentadas en países vecinos, mismas que también tienen interés en invertir en el mercado brasileño por medio de la instalación de centrales térmicas. En relación a ello, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Bolivia, ha tenido interés en construir una central térmica para la transmisión hacia Brasil (De Castro et. al., 2015, p. 17).

En aras de buscar la trascendencia de una integración energética sostenible regional, más allá de las interconexiones bilaterales, los mecanismos de los cuales Brasil ya forma parte han buscado cierto desarrollo institucional pero que carece de un carácter vinculante. En el caso del MERCOSUR, su Parlamento ha dispuesto la creación de la Comisión de Desarrollo Regional Sustentable, Ordenamiento Territorial, Vivienda, y la

Comisión de Infraestructura, Transportes, Recursos Energéticos, Agricultura, Pecuaria y Pesca, aunque estos se han limitado a fungir como órganos de discusión para la adopción de posibles medidas por parte de sus miembros (Gajate, 2012, pp. 217 y 218)

En cuanto al desarrollo institucional en la UNASUR, se estableció en 2007 el Consejo Energético Suramericano, integrado por los Ministros de Energía de cada país, como la instancia política de mayor jerarquía para el sector a nivel regional y que, junto con el apoyo del Grupo de Expertos y el Grupo Ad hoc Jurídico – Político, ha propiciado un espacio para la formulación de propuestas regionales. Tales son los casos como la aprobación en 2010 de los Lineamientos Estratégicos de la integración energética suramericana, su Plan de Acción y, principalmente, la estructura del Tratado Energético Suramericano. Una vez que sea vigente dicho marco jurídico, buscará precisar la coordinación entre entidades regionales y estatales; profundizar los procesos de cooperación e integración energética, transferencia tecnológica y armonización normativa; promover la búsqueda de fuentes alternativas; proponer mecanismos de asistencia en casos de emergencia energética; así como establecer el marco técnico – normativo para fundamentar los intercambios, inversiones, complementariedad, asociaciones públicas-privadas y mecanismos de solución de controversias regionales en materia energética (UNASUR – OLADE, 2012, pp. 13 – 21 y 45).

Antes de profundizar en datos cuantitativos respecto al sector energético brasileño y su integración regional, vale la pena señalar ciertas similitudes en el marco institucional con la integración energética mexicana en Mesoamérica. Tanto la IIRSA como el PIDM se crean como entidades entre 2000 y 2001 respectivamente, producto de una política compartida por México y Brasil en cuanto a la promoción de infraestructura física en transporte, energía, comunicaciones y facilitación del comercio como motor sustancial para sus estrategias de integración regional. Esta política encontraba inspiración en los preceptos aperturistas y extractivistas delimitados por el Consenso de Washington y los organismos financieros internacionales en la mayor parte de América Latina. Además de su contemporaneidad y afinidad estratégica, la principal institución financiera para el desarrollo de sus megaproyectos ha sido el BID, aunque después se adhirieron otras instituciones de este tipo como la Corporación Andina de Fomento¹⁶⁰. En los dos casos, coincide que el principal miembro promotor de sus respectivos procesos de integración

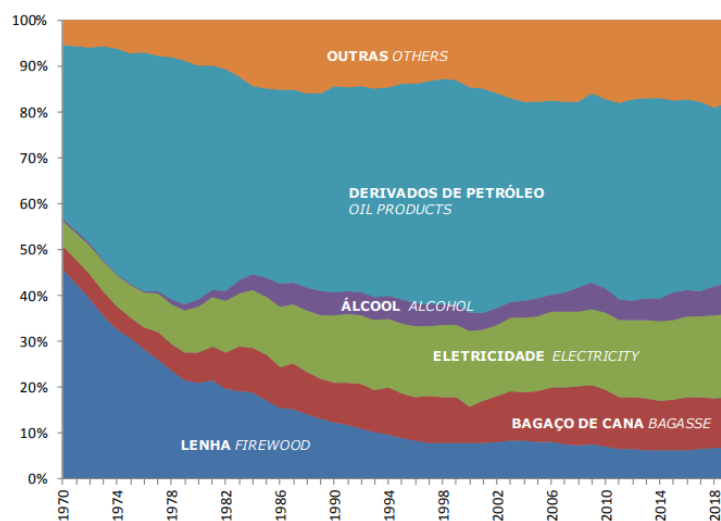
160.- Otras de las instituciones financieras más importantes para el caso de la IIRSA son el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata (FONPLATA) y el propio BNDES de Brasil.

regional son los de mayor territorio, PIB, población, recursos naturales, desarrollo industrial y tecnológico (Fernández, 2012, p. 77 – 80).

6.3.- Estadísticas del sector eléctrico de Brasil y regional

6.3.1.- Datos generales del universo energético de Brasil

En la última década, los derivados del petróleo se mantuvieron como la principal fuente secundaria utilizada a nivel general en Brasil, pero que, a diferencia de México, otras fuentes sobre todo biocombustibles han cobrado una participación de mayor peso.



Gráfica 17. Participación porcentual del histórico de consumo final por fuente energética secundaria de Brasil (2010 – 2019). Sobre la base del Gráfico 1.4.b. en EPE (2020, pp.25 - 28).

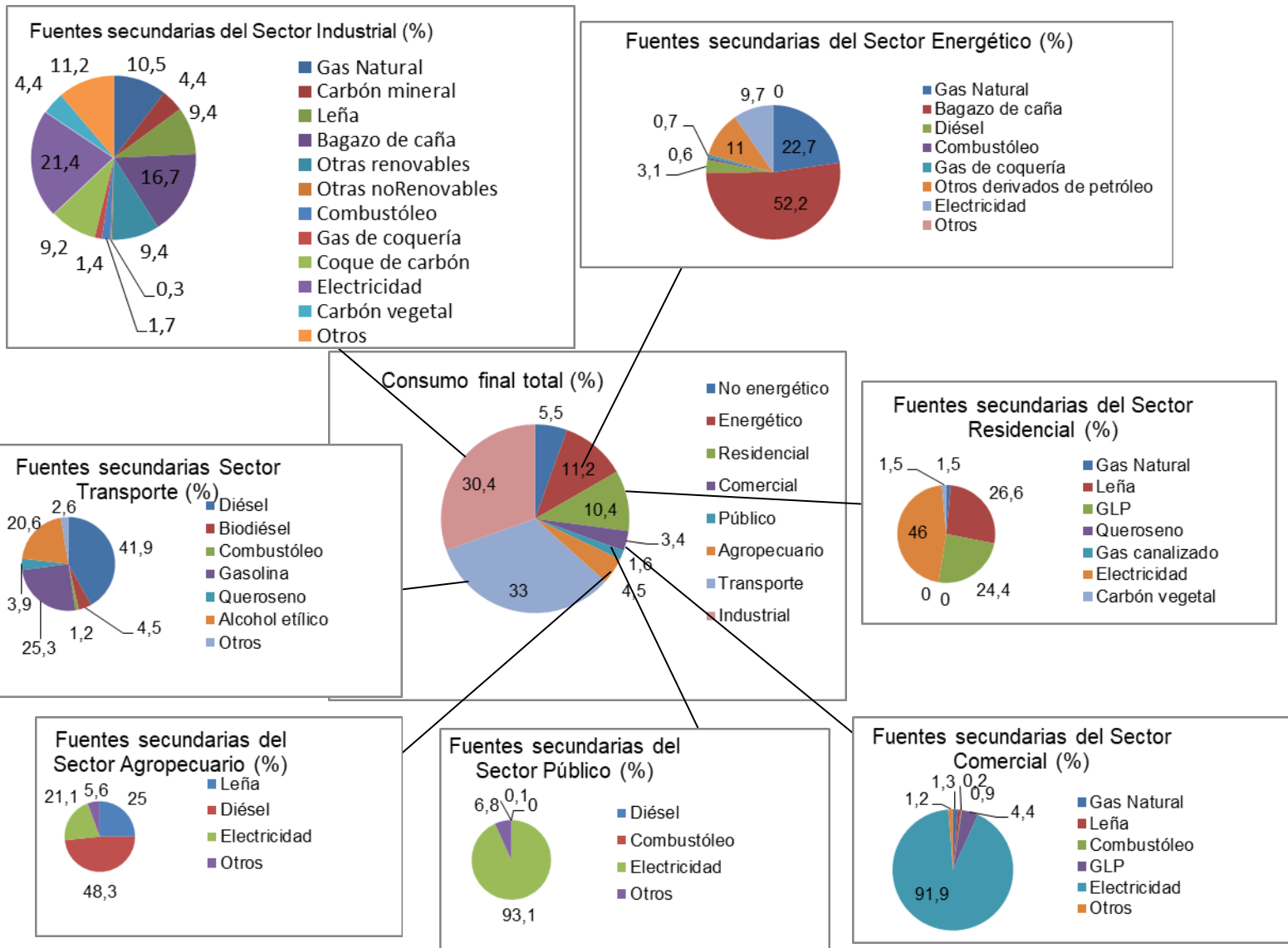
El consumo energético final pasó de 10,092.78 PJ obtenidos en 2010 a 10,844.88 PJ en 2017¹⁶¹, cantidad que es aproximadamente el doble del consumo final de los 5,362.82 PJ de México ese último año (Capítulo 3, pp. 68 y 69). Lo anterior parecería en un principio coincidente con sus proporciones demográfica, al haber contado Brasil con 207.8 millones de habitantes y México 124.8 en 2017¹⁶². Sin embargo, esto quiere decir que el consumo energético per cápita de Brasil es mayor, al ser de 52,189.02 megajoules (MJ) por persona, frente a los 42,971.314 MJ de México.

Para finales de este periodo, los derivados de petróleo se mantuvieron como el principal insumo utilizado, característica que comparte con México, sólo que para este

161.- De acuerdo a lo expuesto en la cita al pie de página 72 (Capítulo 3, p. 65), con el fin de realizar un análisis comparativo objetivo de los sectores energéticos generales de México y Brasil, se tomará como principal unidad temporal de medida el año 2017, salvo ciertas excepciones.

162.- Las cantidades obtenidas son el resultado de la conversión de toneladas equivalentes de petróleo a Petajoules (PJ). La fórmula utilizada fue equiparar 1000 toneladas de petróleo a 0.0418 PJ.

último su dependencia fue mayor, con un 55.86% mientras que Brasil fue del 45.5%. Esta diferencia, se debe principalmente a la complementación energética que tienen los biocombustibles en Brasil ya que estos representaron el 20% mientras que en México sólo el 5%. Otra diferencia a resaltar es la mayor dependencia de México al gas natural con un 13.4% mientras que Brasil sólo un 7.1% Por su parte la electricidad representa una participación similar en las proporciones de los sistemas de ambos países ya que en 2017 para México significó el 17% mientras que para Brasil el 17.5%. Como se observa en la gráfica 18, las principales actividades que consumen la energía en Brasil son los transportes y el sector industrial, al igual que en México. Después le sigue el sector productor de energía al consumir sus propios insumos, y el residencial.



Gráfica 18. Participación porcentual del Consumo energético final por sector y combustible utilizado, 2019 (PJ). Elaboración propia a partir de (EPE, 2020, pp 15, 29, 30, 69, 76-87, 142, 208 y 210).

Dado que los porcentajes de variación del consumo energético por actividad en México (Capítulo 3 p., 69) no han tenido cambios significativos de 2017 a 2019 (SENER, 2020, pp.47 y 48), al comparar su consumo final con el de Brasil, es posible afirmar que la actividad de Transportes en el primer país depende de un mayor consumo al ser el responsable del 44% de la energía final mientras que el segundo el 33%. El sector industrial entre ambos tiene una menor diferencia al representar en México el 35% mientras que en Brasil el 30.4% aunque subiría a 41.6% si se incluye el sector energético para su autoconsumo. La diferencia disminuye aún más en los sectores residencial, comercial y público si se consideran conjuntamente con una participación de un 17.6% en México y un 15.4% en Brasil. La mayor coincidencia está en el sector agropecuario, pues representa para México alrededor del 3.4% de consumo y en Brasil el 4.5%. Es de resaltar que el consumo en las actividades de transporte e industria para Brasil tiene un mayor grado de diversificación en el uso de fuentes fósiles y biocombustibles al contrario de México, que mantiene un fuerte énfasis en el uso de gasolinas y gas natural.

6.3.2.- Potencia y generación eléctrica

En cuanto a la electricidad, fuente secundaria energética objeto central de esta tesis, el sector industrial brasileño ha sido el destino de más de la tercera parte de su consumo, mientras que la residencial ocupa una cuarta parte, la comercial una quinta parte y entre los otros tres sectores conforman conjuntamente otra quinta parte, como se observa en la Gráfica 19 sobre el consumo final en 2019.

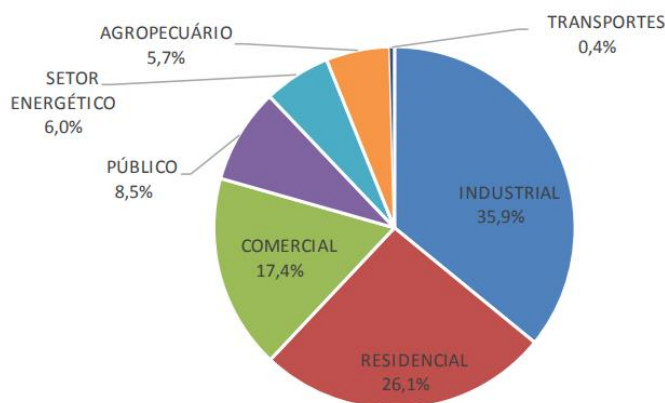
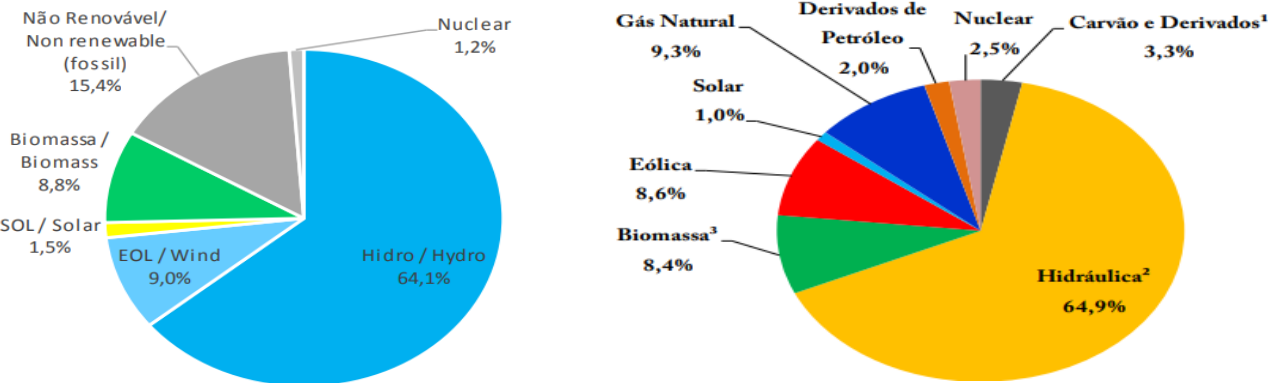


Gráfico 19. Participación sectorial en el consumo final de electricidad de Brasil de 2019. Sobre la base del Gráfico 1.1.3. EnBalanço Energético Nacional, (EPE, 2020, p.19).

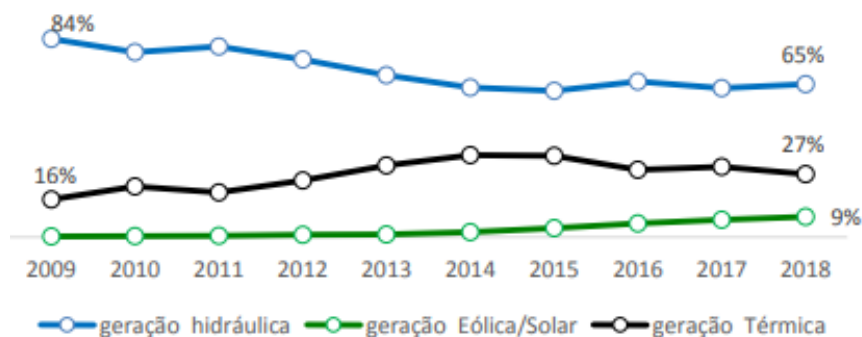
Al compararlo con el caso de México en 2018 (Capítulo 3, p. 92), la participación industrial de Brasil tiene mayor peso en el consumo eléctrico de su sistema. Con un consumo final de 538,403 GWh, el sector industrial representó el 38% frente a un 26.6% del mismo tipo de sector en México. Para este último, el sector comercial-empresarial es quien ocupa mayor consumo, al tener una participación del 43.1% la cual supera por mucho el 16.83% que ocupa este sector en Brasil. Existe otra gran diferencia entre los dos países en cuanto el consumo del sector público, al haber sido en Brasil un 8.42% y en México apenas el 2%. Por su parte, el sector residencial en ambos países es sumamente similar, ya que en Brasil representó el 25.6% del consumo final y en México el 23.7%. Esta similitud aumenta en el sector agropecuario, al haber consumido en Brasil el 5.6% y en México el 4.3%. (EPE, 2020, pp. 15, 16, 136).

En cuanto al tipo de tecnología utilizado, Brasil contó con 157,112 MW de potencia por una generación de 589,327 GWh en 2017, los cuales aumentaron hasta 170,118 MW de potencia y 626,328GWh de generación en 2019. Si se toma como referencia el año 2017 para la comparación con México (capítulo 3, pp. 70, 71, 74 y 75), la potencia total de este país equivale al 48.17% de Brasil y 52.55 % de su generación. En este caso, la electricidad también es otro factor donde se aprecia la superioridad de Brasil de hasta por casi el doble de potencia y generación, lo cual se aproxima en mayor o menor medida a la proporcionalidad del tamaño de su población y consumo energético final. Estos datos nos permiten comparar que el factor de carga de México es mayor al contar con un 49.64% de productividad general frente al 42.81% de Brasil. La principal razón de esta diferencia es la discrecionalidad con la que México dispone de energías convencionales como el gas natural, a diferencia de un sistema más aleatorio como el de Brasil en cuanto a la disponibilidad de sus cuencas hidrológicas. En relación a la potencia y generación de Brasil, casi todas las fuentes manejan porcentajes similares en 2019 (gráfica 20).



Gráfica 20. Capacidad instalada (izquierda) y generación eléctrica (derecha) de Brasil por tipo de tecnología en 2019. Sobre la base del Balanço Energético Nacional (EPE, 2020, pp.16 y 20).

Conforme a lo expuesto, es de reconocer el gran sustento que han tenido las fuentes hídricas desde el siglo XIX en la matriz energética de Brasil, como se señaló anteriormente. No obstante, como se observa de forma simplificada en la Gráfica 21, un 20 % de la participación de esta fuente se ha sustituido por la térmica, eólica y solar en la última década.



Gráfica 21. Evolución de la participación de las fuentes de generación eléctrica de Brasil de 2009 a 2018. Sobre la base del Relatório de síntesis del Balanço Energético Nacional (EPE, 2019, p.13).

Después de la energía hidroeléctrica, por su antigüedad en importancia desde los años setenta, destacan entre las energías limpias la biomasa, principalmente la caña de azúcar. Esta fuente creció a una tasa de crecimiento de 66.24% de 2010 a 2019 al cerrar al final de dicho periodo con 52,543 GWh. Por su parte, en vista de su gran potencial, la explotación de la energía eólica es de las de más rápido crecimiento en los últimos años. La misma tuvo una tasa de 2,471% en dicho periodo, al multiplicar su valor inicial 26 veces hasta cerrar con 55,986 GWh. Pese a su menor peso a nivel general, la energía solar es la de mayor tasa de crecimiento, igual a 332,650%, ya que en 2012 comenzó a generarse 2 GWh hasta cerrar con 6,655 GWh en 2019, lo que habla del enorme potencial aún pendiente por explotar. Las fuentes no renovables emisoras de GEI tuvieron una tasa de 54.85% al cerrar con 66,593 GWh. Por su parte, Brasil cuenta con suficientes reservas de uranio para el aprovechamiento de la energía nuclear aunque sólo tuvo una tasa de 11.05% al cerrar con 16,129 GWh. Ante el crecimiento de las demás fuentes, la hidroeléctrica tuvo una disminución de -1.08% al cerrar con 378,450 GWh (Linck y Vaz, 2016, pp. 377 a 381; y EPE, 2020, pp. 15, 16, 49, 111, 136, 185).

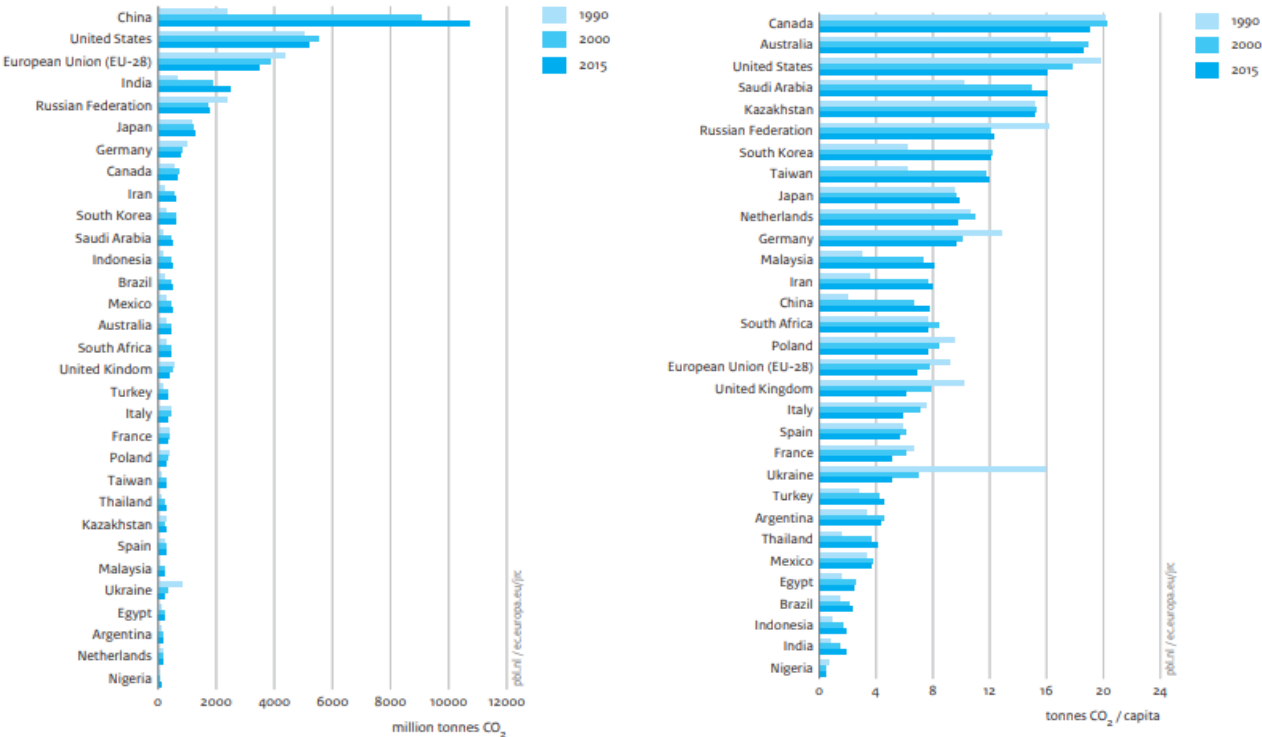
Sobre la productividad del sistema eléctrico brasileño y su comparación con el mexicano, de acuerdo a la tabla 38, es de destacar primeramente que, en 2017, la fuente energética base del primero radicó en la hidroeléctrica por cerca de dos terceras partes de su generación total. En cambio, para México, consistió en el gas natural, al ser el origen de la mitad de su generación.

	Total	Gas natural (Ciclo combinado)	Carbón	Otras no renovables	Nuclear	Hidroeléc- trica	Biomasa	Eólica	Solar	Otras renovables
Potencia Instalada de Brasil	157,112 MW	8.26%	2.11%	5.82%	1,26%	63.82%	9.08%	7.81%	0.6%	0.15%
Generación eléctrica de Brasil	589,327 GWh	11.13%	2.75%	6.86%	2.67%	62.93%	8.65%	7.19%	0.14%	0.32%
Factor de Carga	42.81%	57.68%	55.83%	50.47%	90.28%	42.22%	40.82%	39.38%	10.15%	90.6%
Potencia Instalada de México	75,685 MW	37.1%	7.1%	26.4%	2.1%	16.7%	1.3%	5.5%	0.3%	3.5%
Generación eléctrica de México	329,162 GWh	50.2%	9.3%	19.4%	3.3%	9.7%	0.6%	3.2%	0.1%	4.2%
Factor de Carga	49.64%	67.16%	64.86%	36.69%	77.26%	28.75%	21.35%	28.87%	18.35%	59.35%

Tabla 38. Participación de fuentes energéticas por potencia, generación de electricidad y factor de carga (%) de Brasil y México, 2017. Elaboración propia a partir de (EPE, 2020, pp. 111 y 185; Capítulo 3, pp. 70 y 71; y PRODESEN 2018 – 2032, pp. 19 y 22).

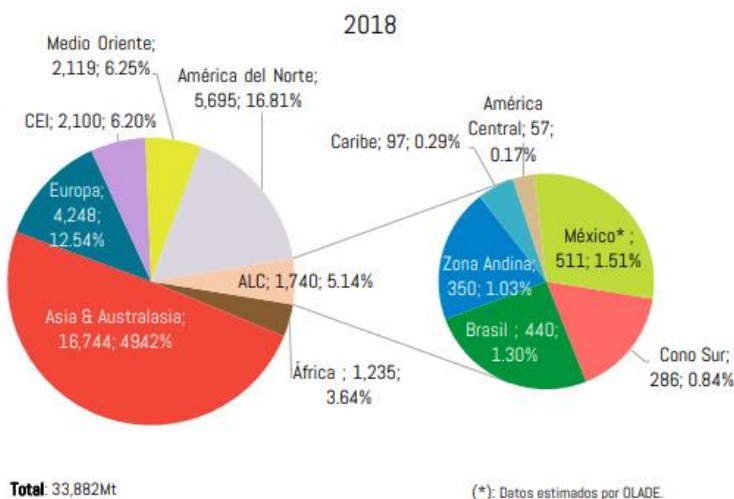
Es de señalar también que, con base en las referencias fijadas en el capítulo 3 (p.74) sobre el factor de carga, el desempeño de las dos fuentes se mantiene por arriba del promedio, no obstante la de Brasil es ligeramente menor debido al grado de incertidumbre en la disponibilidad de sus cuencas hídricas. Por tal razón, el sistema de optimización que lo distingue la ha encaminado a programar eficientemente la instalación de otras tecnologías como la Biomasa, eólica, gas natural y recientemente solar. De esta manera, Brasil tiene una variación menor a la de México respecto al porcentaje que cada una ocupa con la energía generada en relación a su potencia. Esto se observa principalmente en el alto factor de carga de México en cuanto a centrales emisoras de GEI, a costa de su insuficiencia productiva hidroeléctrica, de biomasa, eólica y solar. En ambos casos también se confirma la alta productividad de las centrales nucleares, aunque estas no representan mayor peso en su sistema a nivel general.

En cuanto a las fuentes emisoras de GEI, aunque las fuentes convencionales de Brasil representan el principal complemento ante la indisponibilidad hídrica, se aprecia una matriz eléctrica responsable sólo el 4% de emisiones GEI en 2012, muy por debajo del 25.9% emitido por México en 2015 (Capítulo 3, p. 74), sin que exista una variación porcentual trascendente en esos 3 años de diferencia para tales efectos comparativos. El sector de transporte tampoco ha resultado un emisor preponderante si se toma en cuenta el 11% de participación en Brasil frente al 24.5% de México, igual en sus respectivos años de referencia. Pese a esto, el grado de emisión de Brasil es similar al de México, debido a la explotación de la tierra y forestal para fines agropecuarios y energéticos mediante el uso de biocombustibles, lo cual en Brasil representó en 2012 el 68%, en comparación a 19.9% de México en 2015 (De Vasconcellos et. al., 2016, pp. 33, 34 y 38) Esto demuestra que existen casos donde se puede mantener una matriz energética cada vez más libre de emisiones GEI pero a costa de otras actividades que también generan un alto costo para el cambio climático. Como se observa en la Gráfica 22, en 2015 Brasil emitió 490 Mt de CO_2 , por lo que fue el décimo tercer país de mayor de emisiones, mientras que México se acercó con 470 m CO_2 que lo siguió en el lugar décimo cuarto.

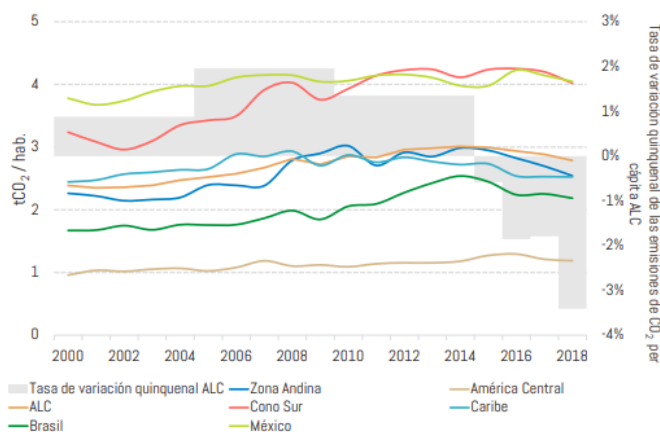


Gráfica 22. Emisiones emitidas por país (mtco2) y per cápita (tco2) por el uso de combustibles. Sobre la base de Olivier et al., (2016, 38, 40 y 45).

Sin embargo, el hecho de que los grados de emisión sean similares quiere decir que México llega a dicho nivel incluso con cerca de la mitad de la población, energía primaria consumida, potencia y generación eléctrica de Brasil. De hecho, se observa en la Gráfica anterior que en el consumo per cápita México es un mayor emisor al quedar en el lugar vigésimo sexto con casi 4 t de co2, a diferencia de Brasil que quedó en vigésimo octavo con poco menos de 3 t. Para 2018, la situación se había revertido en el sentido de que México tuvo un mayor grado de emisiones que Brasil, como se muestra en la Gráfica 23. Además, como se aprecia en la Gráfica 24 en cuanto a consumo per cápita, para ese mismo año, México casi duplicó el grado de emisión de Brasil al superar el umbral de las 4 t. de Co2 mientras que en Brasil redujo a poco más de las 2 t.



Gráfica 23. Emisiones mundiales de CO2 por subregiones (Mt;%),2018. Sobre la base de OLADE (2019, p. 57).



Gráfica 24. Emisiones mundiales de CO2 percápita por subregiones (Mt;%),2018. Sobre la base de (OLADE, 2019, p. 58)

Respecto a su relación proporcional en Sudamérica, Brasil representó en 2019 el 51.98% de potencia y 50.64 % de generación, además de que sus fuentes limpias representan el 66.86% de potencia y 63.28% de generación de este tipo de fuentes en la región, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 39.

	Térmica no renovable	Hidroeléctrica	Solar	Eólica	Térmica renovable	Geotermia	Nuclear	Potencia total por país (MW)
Argentina	24,531	11,288	191	750	23	0	1,755	38,538
Bolivia	1,856	690	71	27	128	0	0	2,772
Brasil	25,733	104,195	2,296	14,400	14,827	0	1,990	163,441
Chile	13,265	6,645	2,318	1,542	540	0	0	24,310
Colombia	5,307	11,837	85	18	145	0	0	17,392
Ecuador	2,831	5,041	27	21	143	0	0	8,063
Guyana	289	0	8	0	51	0	0	348
Paraguay	8,810	0	0	0	0	0	0	8,810
Perú	8,966	5,363	284	246	159	0	0	15,018
Surinam	310	189	1	0	2	0	0	502
Uruguay	1,190	1,538	248	1,511	425	0	0	4,912
Venezuela	15,359	14,883	0	50	0	0	0	30,292
Generación total por fuente	108,447	161,669	5,529	18,565	16,443	0	3,745	314,398
								Potencia total regional

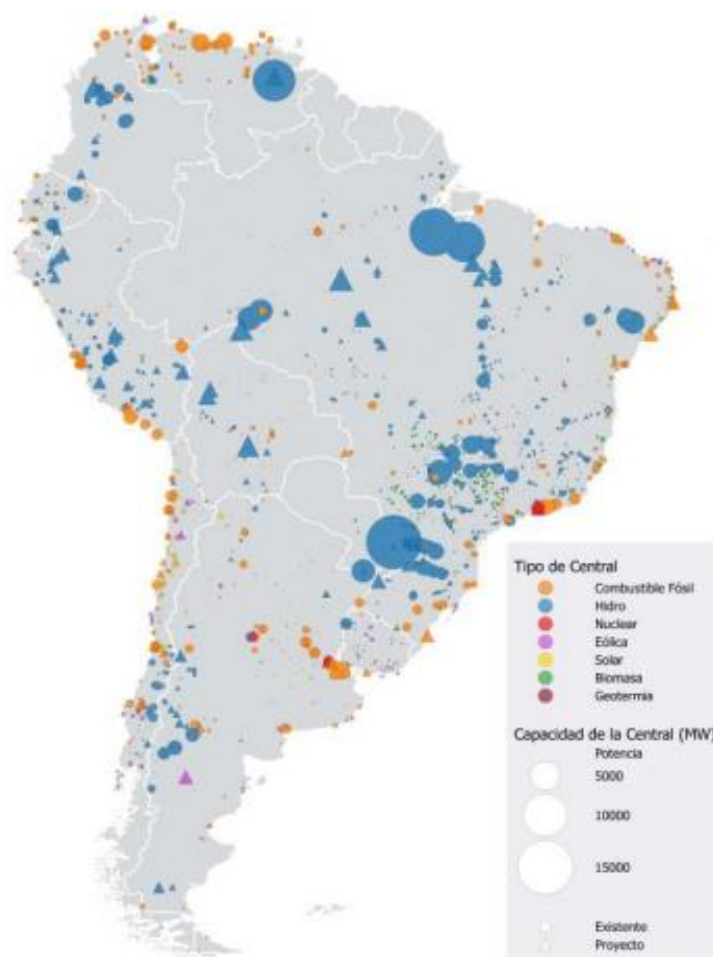
	Térmica no renovable	Hidroeléctrica	Solar	Eólica	Térmica renovable	Geotermia	Nuclear	Generación total por país (GWh)
Argentina	87,727	41,384	108	1,413	397	0	6,453	137,482
Bolivia	7,073	2,612	127	59	77	0	0	9,948
Brasil	90,433	388,971	3,461	48,475	54,382	0	15,674	601,396
Chile	41,475	23,584	5,119	3,257	2,527	214	0	76,176
Colombia	10,776	56,647	12	43	730	0	0	68,208
Ecuador	8,012	20,685	38	80	428	0	0	29,243
Guyana	1,043	0	11	0	82	0	0	1,136
Paraguay	59,211	0	0	0	0	0	0	59,211
Perú	21,502	30,737	745	1,502	406	0	0	54,892
Surinam	1,210	1,068	9	0	2	0	0	2,289
Uruguay	393	6,557	416	4,732	2,529	0	0	14,627
Venezuela	51,090	81,593	0	88	0	0	0	132,771
Generación total por fuente	379,945	653,838	10,046	59,649	61,560	214	22,127	1,187,379
								Generación total regional

Tabla 39. Capacidad instalada (arriba) y Tabla 39 generación eléctrica (abajo) en Sudamérica por país y tipo de fuente, 2018 (OLADE, 2019, pp. 50, 53, 66, 67, 90, 91, 98, 99, 106, 107, 114, 115, 138, 139, 170, 226, 227, 234, 235, 250, 251, 266, 267, 274, 275).

La razón del predominio de Brasil en cuanto a la participación del sector eléctrico regional encuentra base principalmente en su potencia hidroeléctrica, al representar el 64.45% total de ese tipo de tecnología y el 59.45% en generación. Adicionalmente su energía térmica renovable, basada principalmente en la biomasa, equivale al 79.86% de la potencia regional de este tipo y el 88.33% en la generación; la eólica 77.56% de potencia y 88.33%, lo que habla de la baja productividad de las eólicas de los demás

países. En cambio, la solar representó un 41.52% de potencia pero un 34.45% en generación, del cual se aprecia un mejor desempeño de Chile, con un nivel de potencia similar. Respecto a la nuclear, Brasil desempeña el 53.13% de potencia y 70.83%, lo que habla de una productividad mayor que el de la otra potencia nuclear regional, Argentina. En cuanto a la térmica no renovable, Brasil es quien mantiene la mayor potencia y generación aunque en ambos casos representan poco menos del 24% regional.

Expuesto lo anterior, se observa en el Mapa 23 el predominio de las fuentes hidroeléctricas tanto en Brasil, que representan por sí solas la tercera parte de la potencia y generación de todos los tipos de tecnología en Sudamérica, como en la mayoría de los países que forman parte de la cordillera norte de los Andes y la cuenca de La Plata. De esta manera, la energía hidroeléctrica regional representa poco más de la mitad de la potencia y generación de todas las fuentes.



Mapa 23. Centrales de generación por nivel de potencia y tecnología, existentes y proyectadas en Sudamérica. Sobre la base de Dubrovsky et. al. (2019a, p. 13)

Si se retoma lo expuesto en el Capítulo 5 (pp. 182 y 183) de esta tesis para una comparación de las magnitudes de energía eléctrica entre los sistemas sudamericano y mesoamericano, así como el potencial que tienen sus respectivos países hegemónicos, se observan notables diferencias. Estas radican sustancialmente en que el mercado de potencia y generación de Sudamérica es poco más de tres veces el tamaño del mesoamericano. Cabe añadir que el potencial de México en su región es incluso más predominante que el de Brasil en Sudamérica, ya que de los 92,646.5 MW de potencia y 381,295.2 GWh de generación en Mesoamérica, aquél país representó en 2017 el 81.7% y 86.32%, respectivamente.

6.3.3.- Entidades con influencia en el sector eléctrico de Brasil

El origen de la generación eléctrica en Brasil por modalidad se clasifica en centrales destinadas al servicio público, y autoprodutores. Con base en la Tabla 40, es posible afirmar que las primeras de ellas tuvieron una tasa de crecimiento de 2010 a 2019 del 21.42% y representar al final de ese periodo un 83.65% de la generación total eléctrica. Por su parte, los autoprodutores, generalmente encaminados a grandes consumidores industriales, tuvieron una tasa de crecimiento del 18.32% y representaron el 16.35% del total de energía generada.

FLUXO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	FLOW
PRODUÇÃO	515.799	531.758	552.498	570.835	590.542	581.228	578.898	589.327	601.396	626.328	PRODUCTION
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148	500.231	523.943	PUBLIC SERVICE POWER PLANTS
AUTOPRODUTORES	72.995	77.033	78.028	86.162	94.032	96.306	98.538	98.180	101.165	102.385	SELF PRODUCERS
IMPORTAÇÃO	35.906	38.430	40.722	40.334	33.778	34.642	41.313	36.511	34.980	25.156	IMPORT
EXPORTAÇÃO	-1.257	-2.544	-467	0	-3	-219	-518	-156	-1	-199	EXPORT
PERDAS	-85.748	-86.676	-94.367	-94.995	-91.759	-90.901	-98.317	-97.619	-97.973	-105.647	LOSSES
CONSUMO TOTAL	464.699	480.968	498.386	516.174	532.559	524.749	521.376	528.063	538.403	545.638	TOTAL CONSUMPTION

Tabla 40. Participación de instituciones en la producción de energía y consumo de Brasil, 2019. Sobre la base de la tabla 2.28 en EPE (2020, p. 69).

Sobre las centrales destinadas al servicio público, no quiere decir necesariamente que sean propiedad del Estado, sino que están encaminadas a un servicio general a los usuarios que carezcan de sus propias centrales o de centrales pertenecientes a sus socios comerciales, como el caso de las autoprodutores. De entre ellas, Eletrobras es la que ha tenido mayor protagonismo, a pesar de la disminución de su potencial y venta de acciones a capital privado. Además, existe una variedad de empresas privadas que también cuentan con una alta participación en la generación y otras etapas productivas.

A manera de conocer unas de las más relevantes de todas estas entidades, se expone a continuación la Tabla 41.

Entidad	Origen de capital (mayoría)	País de Origen	Áreas de influencia y situación.
Eletrobras	Público	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: encargada del 30% a 2019 aunque esta era del 36% en 2011 • Transmisión: encargada del 45 %de los 160,859 km de líneas de transmisión a 2019 aunque esta era del 56% en 2011. • Distribución: Venta de 2 distribuidoras en el Norte y Noreste a capitales privados en 2011. • Suministro: En proceso de reforma al sistema de cuotas y precios predefinidos por optimización, con el fin de crear un mercado libre que traspase los pagos por riesgo hidrológico al generador, en lugar del consumidor. • Corporativo: En proceso de privatización hasta reducir la propiedad de las acciones del Estado de un 60% a cerca del 45%, pero con poder de veto en decisiones estratégicas como contrapeso. Estas medidas han provocado fuertes manifestaciones en contra por parte de la oposición contra el gobierno. • Corporativo: La mitad de la propiedad de la presa Itaipú Binacional que le corresponde será traspasada a una nueva empresa estatal. Lo mismo con la empresa Eletronuclear por lo que ambas no están sujetas a la privatización.
CPFL (a partir de 2016, el accionista mayoritario es StateGridCorporation of China)	Privado (Accionista mayoritario es de carácter estatal)	China	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: Representa el 2.6% de potencia instalada en el país, de la cual más de la mitad pertenece a centrales hidroeléctricas, una tercera parte a eólicas y el resto repartido entre solares, térmicas y de biomasa. • Transmisión: Tiene a su control el 8.6% de Km de las líneas de transmisión del país. • Distribución y suministro: Presta el servicio a 9.9 millones de clientes en los Estados de Sao Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná y Minas Gerais a través del 20.58% de las líneas totales de distribución.
China Three Gorges Corporation (CTG)	Público	China	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: Representa el 5% de potencia instalada en el país mediante centrales hidroeléctricas y eólicas en Sao Paulo, Mato Grosso do Sul, Santa Catarina, Goiás, Pará, Amapá, Rio Grande do Sul, Santa Catarina and Rio Grande do Norte.
CTEEP	Privada	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Transmisión: es la mayor concesionaria privada del servicio público de transmisión de energía eléctrica en Brasil. La Compañía es responsable por el transporte anual de 30 TWh de toda la energía eléctrica generada en Brasil, sobre todo en la región Sudeste, la cual transporta el 60% de la energía consumida y el 80% del estado de Sao Paulo. Tiene a su control el 8% de km de líneas de transmisión para dicho servicio.
Engie	Privado	Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de insumos: Posee la red más grande para el transporte de gas natural en el país con 4,500 Km a través de 10 Estados, cerca del 45% del total de la red nacional. • Generación: Es propietaria del 6.6% de la potencia instalada en el país, repartida primordialmente entre centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y de biomasa • Transmisión: adquirió en 2018 la transmisora Novo Estado, de manera que ahora cuenta con cerca del 2% del total de km de líneas de transmisión.
Eneva	Privado	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de insumos: es la única empresa en Brasil que, además de dedicarse a la generación mediante gas natural, cuenta con servicios de exploración y producción de gas natural, por lo que cuenta con diez campos para la adquisición del insumo en los Estados de Piauí y Amazonas. • Generación: Son propietarios de cerca del 11% de capacidad instalada de termoeléctricas no renovables en el país.
Iberdrola (Neoenergía)	Privado	España	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: representa el 3% de la potencia hidroeléctrica y4% de la potencia eólica nacional. • Transmisión: es propietaria y operadora aproximadamente el 3.3% de km de líneas de transmisión en el país. • Distribución y suministro: 4 de sus distribuidoras son catalogadas como unas de las mejores de entre las 51 concesionarias del país (Coelba, Celpe, Cosern y Elektro) en cuanto a calidad de gestión, responsabilidad social y evaluación del desempeño. Atienden conjuntamente a más de 14 millones de usuarios y distribuyen energía en Sao Paulo, Río Grande Do Norte, Bahía y Pernambuco, o sea, cerca de una séptima parte del total de usuarios. • Distribución y suministro: Ganadora en el proceso e subasta para la privatización de la distribuidora de Brasilia, CEB, lo que aumentaría el número de clientes a suministrar a 1.3 millones adicionales.

Enel	Privado	Italia	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: Representa el 3.05% de la potencia total instalada, de la cual un cuarto pertenece a hidroeléctricas, otro cuarto a fotovoltaicas y la mitad restante a eólicas. • Distribución y suministro: participación a través sus filiales en los Estados de Rio de Janeiro, Ceará, Goiás y En el Distribución São Paulo, en donde esta última es la mayor distribuidora eléctrica de Brasil con 7.3 millones de clientes. Juntas estas 4 distribuidoras prestan el servicio a 17.16 millones de clientes.
Light Company	Privado	Brasil (Antes Canadá)	<ul style="list-style-type: none"> • Corporativo: Histórica empresa originalmente canadiense operante en Brasil desde hace más de un siglo cuyo capital se encuentra actualmente repartido entre varias empresas nacionales y extranjeras, de las cuales destacan Samambaia Energía (Brasil) con 20% y Santander PB (España) con 10.16% • Transmisión: Posee el 2 % del total de Km de líneas de transmisión en el país • Distribución y suministro: Otorga el servicio a 4.3 millones de consumidores en Río de Janeiro
Cemig	Público	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de Insumos: Es la distribuidora exclusiva de gas natural en el Estado de Minas Gerais. • Generación: Posee el 3.53% de la potencia total del país consistente en energía eólica y térmica • Transmisión: Es la segunda empresa con mayor capacidad de transmisión al operar el 12% del total de km de las líneas del país. • Distribución y suministro: Opera principalmente en el Estado de Minas Gerais, donde provee el servicio a 8.7 millones de clientes, además de estar presentes en otros 23 Estados de la República más el Distrito Federal.
Copel	Público	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: Posee cerca del 4% de la potencia total del país consistente en energía hidroeléctrica, eólica y térmica • Transmisión: Opera el equivalente a un aproximado de 5% de las líneas del país, ubicadas en el Estado de Paraná. • Distribución y suministro: Opera principalmente en el Estado de Paraná, donde provee el servicio a 4.8 millones de clientes mediante el uso del 12% total de líneas.
Energisa	Privada	Brasi.	<ul style="list-style-type: none"> • Transmisión: Controla el 1% de las líneas de Transmisión • Distribución y suministro: Presta el servicio a 8 millones de clientes en los Estados de Minas Gerais, Sergipe, Paraíba, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, São Paulo, Paraná, Acre and Rondônia
AES Corp.	Privada	EUA	<ul style="list-style-type: none"> • Generación: Tiene a su disposición el 2.16% de potencia instalada nacional, de la cual cerca de tres cuartas partes pertenecen a la energía hidroeléctrica y el resto a la eólica y solar.

Tabla 41. Lista de empresas con mayor influencia en las diversas etapas productivas del sector eléctrico de Brasil. Elaboración propia¹⁶³.

De lo visto en la Tabla anterior, se aprecia cierta similitud al sistema mexicano en cuanto a que existe libre competencia en los sectores de generación y suministro, donde además la paraestatal brasileña se mantiene como la empresa de mayor participación en

163.- La tabla 41 fue elaborada a partir de la información disponible en los portales electrónicos de las entidades expuestas, además de las siguientes fuentes hemerográficas: “Las expectativas del Gobierno de Brasil por la privatización de Eletrobras”, (2021, 15 de julio), *Bnamericas*; “Las consecuencias de privatizar la mayor empresa eléctrica de América Latina” (2021, 29 de julio), *Sputniknews* y *La Razón Chile*; “El beneficio del gigante brasileño Eletrobras sube un 144 % en el primer semestre”, (2021, 12 de agosto), *Agencia EFE*; “Brasil da un nuevo paso hacia la privatización de la empresa Eletrobras”, (2021, 18 de junio), *Agencia EFE*; “Compañías eléctricas de Brasil tendrán hasta US\$3.000M en apoyo para enfrentar impacto del Covid-19”, (2020, 26 de mayo), *América Economía*; “Los dos mejores distribuidores de energía en Brasil son de Neoenergía”, (2019, 3 de julio), Sección de noticias del portal electrónico de Neoenergía; “Iberdrola acelera su apuesta por Brasil con la adquisición de la distribuidora de Brasilia por 400 millones de euros”, (2020, 4 de diciembre), Sección de noticias del portal electrónico de Neoenergía; “Empresas eléctricas de Brasil ponen ojos en mercado de transmisión”, (2020, 19 de febrero), *Bnamericas*; y Soares, A., (2016, 15 de noviembre), “El interés de las empresas chinas de energía eléctrica en Brasil”, Sección de noticias del BID.

la generación, como el caso de CFE. Sin embargo, existe una gran diferencia en las demás etapas productivas, sobre todo en la transmisión y distribución, al existir una libre competencia, caso contrario al monopolio que aún mantiene la EPE mexicana.

6.3.4.- Flujos de transmisión y distribución nacionales

De acuerdo a la ANEEL, a fines de 2020, Brasil tenía 160,859 de km de líneas de transmisión eléctrica y más de 1.6 millones de km en líneas de distribución. La superioridad de su infraestructura también sobresale frente a los 108,908 Km de líneas de transmisión y 851,924 Km en líneas de distribución del sistema mexicano, de manera que equivalen al 67.7% y 53.24% del país hegemónico del sur, respectivamente (PRODESEN 2020 – 2034; pp. 24 y 25; y “Brasil agrega más de 6.000km de líneas de transmisión en 2020”, 2021, 21 de enero, *Bnamericas*).

El sistema interconectado busca complementar de forma óptima el intercambio de energía a grandes distancias sustentado sobre todo por el potencial hídrico del país. En relación a ello, el mapa 24 se observan los principales centros de carga, cuencas hidrológicas explotadas e interconexiones del sistema brasileño (De Castro et. al., 2015, p. 7). Es de destacar que las comunidades ubicadas en zonas fronterizas pueden conectarse al sistema eléctrico de los países vecinos, en caso de existir condiciones más favorables para el suministro, como suele ocurrir en los centros de carga de la región amazónica. (Linck y Vaz, 2016, p. 388). El gobierno de Brasil ha contemplado un proyecto para que en 2024 se encuentren interconectados los sistemas de Manaus, Amapá y Boa Vista, en el norte del país, con el resto del sistema eléctrico nacional. De esta forma sería posible disponer también de la complementación de las afluentes del Amazonas con el resto del país. (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 43).

Estos objetivos representan un reto importante para cubrir la alta demanda del país, la más alta de América Latina, en razón al tamaño de su población y territorio por el cual debe garantizar los flujos suficientes de energía (Linck y Vaz, 2016, p. 373, 392 y 397). El valor de su demanda máxima se manifiesta generalmente en la época inicial de verano del hemisferio sur, la cual tiene un valor cercano al doble de la demanda máxima obtenida en México (Capítulo 3, pp. 96 y 97). Por ejemplo, en 2018, la demanda máxima de Brasil fue de 84,890 MWh obtenida el 17 de diciembre a las 15:00 horas, mientras que la de México fue de 45,167 MWh el 6 de junio a las 16:00 (Portal electrónico del ONS).



Mapa 24. Principales centros de carga, cuencas hidrológicas explotadas e interconexiones del sistema eléctrico brasileño. Sobre la base de De Castro et. al., 2015, pp. 8.

La dinámica principal del sistema interconectado brasileño consiste en poder cubrir las demandas subregionales del sudeste / centro – oeste y nordeste con apoyo de la energía proveniente del norte y el sur, como se aprecia en el Mapa 25 sobre los flujos de potencia al momento de operación (fiscalizada), el 4 de enero de 2016. Lo anterior se corrobora en el portal electrónico de la ONS (http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx), al monitorear la demanda máxima por regiones. De acuerdo a los datos de 2018, en primer lugar se encuentra el sudeste/centro-oeste con 50,605 MWh, es decir más de la mitad de la demanda máxima total. Después le siguió el sur con 17,305 MWh, el Nordeste con 12,850 MWh y el Norte con 6,480 MWh.



Mapa 25. Flujo Eléctrico del Sistema Interconectado de Brasil. Retomado del Mapa 10 de (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 40)

Al igual que México, un reto para la eficiencia del sistema eléctrico de Brasil es la reducción de pérdidas. En los años 2018 y 2019 estas representaron porcentajes similares en cuanto a casi un 16.6 % de 601,396 GWh y un leve aumento a 16.8% de 626,328 GWh, respectivamente. En este caso, México ha mantenido un porcentaje menor en cuanto a su sistema, al haber tenido porcentajes cercanos al 13.45% de 317,278 GWh en 2018, hasta una reducción histórica que llegó a poco menos 11% de 317,820 GWh generados en 2019 (EPE, 2020, p. 69; Capítulo 3, p. 71 y 101; PRODESEN 2019 – 2034, p. 29; y “Reduce la CFE en 2019 el índice de pérdidas de energía eléctrica a 10.97%”, 2020, 19 de febrero, *News Reportmx*).

A manera de disponer de la generación distribuida para contribuir en la reducción de pérdidas y saturación en las líneas de transmisión, es de destacar que Brasil tuvo un crecimiento de poco más del triple de su capacidad instalada de 2018 a 2019 año en que cerró con 2,162 MW y de los cuales el 92.13% está conformado por tecnología fotovoltaica. Si bien México tiene un aproximado de sólo la mitad de potencia bajo esta modalidad, su crecimiento en el lapso de esos dos años fue incluso mayor, al ser de 7 veces su valor inicial y que cerró con 1,023 MW, de los cuales prácticamente la totalidad

se compone también en energía fotovoltaica, con el 99.4%. La generación distribuida de Brasil y México en 2019 representó porcentajes prácticamente equivalentes dentro de sus propios sistemas, al haber sido de 1.27 % de los 170,118 MW y 1.3% de los 78,447 MW totales de potencia, respectivamente (EPE, 2019, pp. 18 y 159; 2020, pp. 17, 18 y 159; Capítulo 3, pp. 100 y 101; y PRODESEN, 2020 – 2034, pp. 26 y 38).

Gracias a la política de expansión para el acceso al servicio eléctrico, Brasil ha logrado tener una cobertura sumamente alta. Esto se observa al disminuir la cantidad de 625,500 personas sin luz en 2018, el 0.3% de su población total en ese entonces de 208.5 millones de personas, a 420,280 personas sin servicio en 2019, o sea el 0.2% de 210.14 millones. La mayor parte de estas personas se encuentran en las regiones amazónicas al norte del país (Estados de Amazonas, Acre y Pará). Respecto a México, a pesar de tener porcentajes elevados de cobertura, se observa que por el contrario, el número de habitantes sin el servicio ha aumentado: mientras que en 2018 habían 1.63 millones de habitantes sin electricidad, el 1,3% de 125.38 millones de personas, el número incrementó a 1.8 millones en 2019, lo que dejó un porcentaje de 1.42% de 126.57 millones sin acceso. Esto habla de que el sistema Brasileño, incluso al ser casi el doble de tamaño en cuanto a población, para 2019 sólo tuvo pendiente por cubrir menos de una cuarta parte que el número de habitantes rezagados en México¹⁶⁴.

6.3.5.- Transmisión regional de energía eléctrica

Conforme a lo visto previamente en la Tabla 40, en este capítulo, en el periodo 2010 a 2019, se observaron flujos de importación y exportación oscilantes del sistema eléctrico brasileño, en gran medida por la incertidumbre de las condiciones hidrológicas, aunque siempre bajo su naturaleza como importador neto. En 2010, importó 35,906 GWh, cantidad que subió en 2012 a 40,722 GWh y luego bajó en 2014 a 33,778GWh. Curiosamente el pico más alto fue en 2016 que subió a 41,313 GWh, y que a su vez tuvo una disminución constante hasta 2019 a llegar a 25,156 GWh. Respecto a sus exportaciones, éstas han tenido una disminución considerable en dicho periodo, las cuales iniciaron con 1,257 GWh en 2010, mismas que llegaron 0 en 2013, tuvieron un

164.- La información consultada sobre el acceso universal de los dos países es producto de la interpretación conjunta de las siguientes fuentes: Linck y Vaz, 2016, pp. 373, 392 y 397; Capítulo 3, p. 102; Dubrovsky et. al., 2019a, pp. 99 y 203; Gutiérrez, J., 2020, 26 de agosto, "Con nuevo modelo de clases, casi 2 millones están sin electricidad", *La Jornada*; Base electrónica de datos macro del periódico *Expansión*; y Portal electrónico gubernamental sobre indicadores brasileños para los objetivos del desarrollo sustentable, disponible en <https://odsbrasil.gov.br/objetivo7/indicador711#>.

aumento continuo a 2016 de 518 GWh, volvieron a bajar en 2018 con solo 1 GWh para finalmente aumentar en 2019 a sólo 199 GWh.

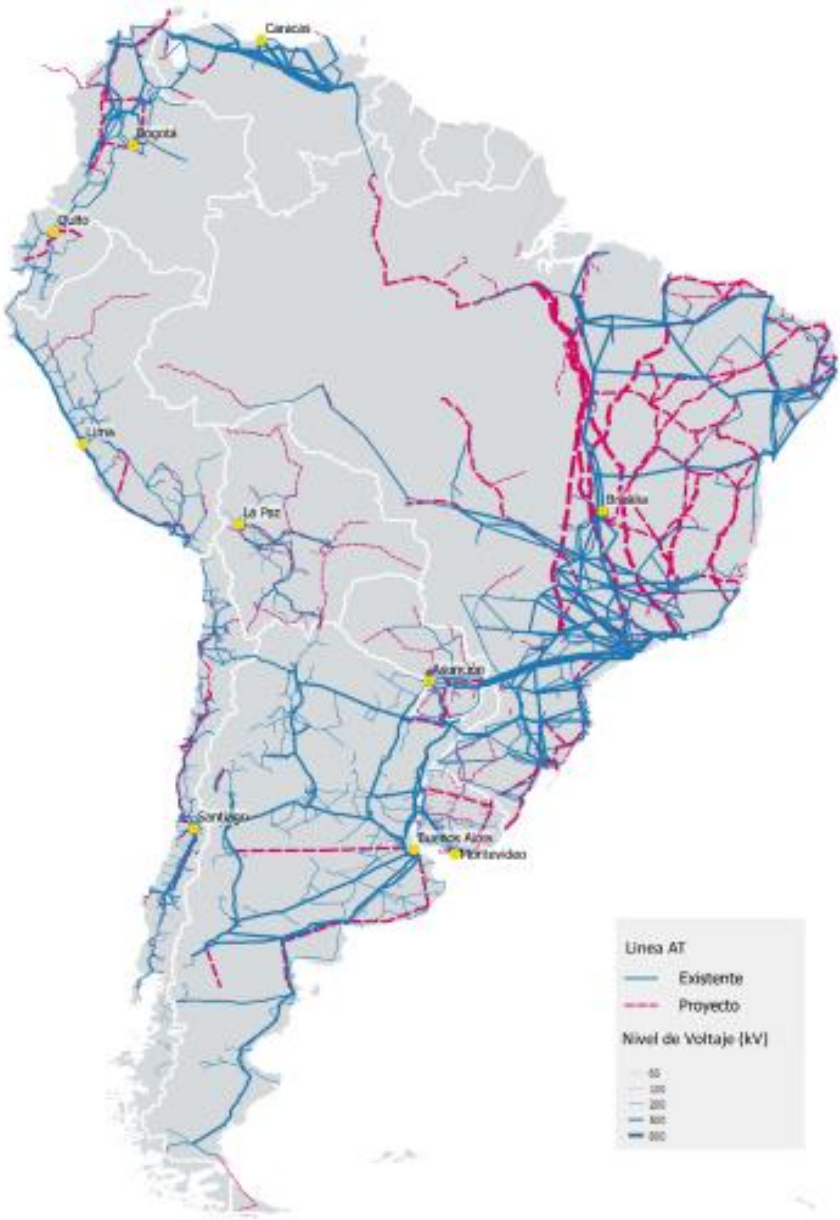
Las importaciones de Brasil no representan un porcentaje sumamente considerable dentro del consumo final, en términos generales. Sin embargo, su importancia es vital para el suministro en zonas específicas dentro de su territorio, particularmente en las temporadas de baja disposición hídrica. De 2010 a 2019, las mismas han variado en un porcentaje del 8% al 4.6% del consumo, este último porcentaje obtenido al cierre del periodo. Mucho menos peso tienen las exportaciones en el costo de oportunidad del consumo, al tener porcentajes de un 0.53% al 0%. Independientemente de lo anterior, tales transacciones han requerido la infraestructura necesaria para la interconexión entre Brasil con sus vecinos, cuyos proyectos han sido programados o promovidos en gran medida desde el marco de integración IIRSA-COSIPLAN-UNASUR (Cipoletta, 2015, pp. 15 - 17).

6.3.5.1.- Proyectos de integración energética regional

Respecto al caso concreto de Brasil, los proyectos energéticos compartidos con otros países han sido desarrollados para atender soluciones puntuales y/o aprovechar oportunidades específicas, sin contar con una estrategia general de integración energética regional. Durante la década del 70 y gran parte de los 80, la dependencia de importaciones energéticas de Brasil aumentó hasta un 46% de su demanda. Para las décadas posteriores su necesidad en las importaciones tuvo una reducción gradual hasta que la dependencia fue de sólo el 12,7% del total de energía a satisfacer en 2014. Sin embargo, se apreció un aumento de las importaciones de fuentes emisoras de GEI entre 2010 y 2014, como el gas natural al aumentar un 53%, y el carbón con un 23%. La mayor parte de las importaciones eléctricas corresponde a la compra de energía de Itaipú perteneciente a Paraguay, que en 2014 representó el 5,8%¹¹ del flujo suministrado al SIN (De Castro et. al., 2015, pp. 3, 4, 9 y 10). Cabe mencionar que, hasta la fecha, sólo una cuarta parte de la capacidad hidráulica de los países fronterizos con Brasil ha sido aprovechada, razón por la que existen estudios para la construcción de diversas centrales que utilicen dicha fuente (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 43).

La dependencia de Brasil a las importaciones de electricidad proveniente de países vecinos lo ha obligado a emprender proyectos bilaterales de infraestructura

consistentes en la instalación de líneas transfronterizas de transmisión, como se muestra en los mapas 26 y 27.



Mapa 26. Líneas de transmisión eléctrica por niveles de tensión existentes y proyectados. Retomado del Mapa 2 en Dubrovsky et. al. (2019a, p. 17)



Mapa 27. Puntos de interconexión y niveles de intercambio regionales en Sudamérica. Edición propia a partir del Mapa 3 disponible en Dubrovsky et. al. (2019a, p. 18).

A continuación se exponen de manera concreta la naturaleza las interconexiones y proyectos energéticos existentes de Brasil con sus vecinos.

Integración entre Brasil y Paraguay

Es el más importante de todos los proyectos de infraestructura energética regional en el que Brasil está involucrado. Su objetivo original fue resolver, mediante el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, un problema diplomático en torno a los cuestionamientos territoriales entre ambos países cerca de las cascadas Sete Quedas, en el río Paraná. La construcción de esta central, fue reglamentada en 1973, con la creación de la empresa Itaipú Binacional, constituida con una participación de capital del 50% por

Eletrabras y por otro 50% en manos de la estatal Ande, de Paraguay. La central contó con una inversión aproximada de \$ 30,000 MD, misma que entró en funcionamiento en 1984 y fue repotenciada en 2007. La central posee una capacidad instalada de 14,000 MW, actualmente la segunda de mayor potencia sólo después de la hidroeléctrica de las tres gargantas en China y puede generar hasta 100,000 GWh al año, cantidad que le permite ser usualmente la central de este tipo de mayor generación en el mundo. Para tener una idea de la diferencia de su importancia en la demanda por cada país, de los 103,098 GWh de energía generada por dicha central en 2016, el 89% fue dirigida a Brasil aunque esta representó sólo el 17% de las necesidades del sistema interconectado de Brasil, mientras que el 11 % se dirigió a Paraguay pero significó el 76% del flujo dentro de su sistema nacional (UNASUR – OLADE, 2012, p. 42; De Castro et. al., 2013, p. 144; 2015, p. 32; Linck y Vaz, 2016, pp. 375 y 376; y “Avanza la integración Energética suramericana”, 2017, 14 de agosto, *Sección de noticias del portal electrónico del COSIPLAN – IIRSA*).

Al retomar lo observado en los datos de la Tabla 40 de este capítulo, es posible afirmar que casi la totalidad de las importaciones de electricidad de Brasil provienen de Paraguay. Por ejemplo, al considerar los 41,313 GWh de energía total importada en 2016, año en que el 89 % de la generada en Itaipú (91,757.22 GWh) se dirigió a Brasil, quiere decir que el 50% (51,549 GWh) fue generación nacional, mientras que el 39% restante (40,208.22 GWh) fue comprada a Paraguay. Esto significa que dicho restante fue igual al 97.32% de la electricidad total importada por Brasil ese año. De ese tamaño es el peso que suelen tener las ventas de Paraguay sobre las importaciones brasileñas.

De acuerdo al Tratado suscrito por los dos países, la energía generada se distribuye en porcentajes iguales, donde cada uno tiene derecho de adquirir el sobrante de energía del otro a precio del costo de producción, de manera que no se permite la venta de excedentes a terceros. En razón de las asimetrías económicas entre ambos, Brasil consume la mayoría de la energía generada, lo que significa un ingreso comercial significativo para Paraguay por la energía vendida. Lo anterior ha contribuido en asegurar la posición de Paraguay como el tercer mayor generador hidroeléctrico y el mayor exportador de fuentes renovables a nivel regional (UNASUR – OLADE, 2012, p. 42; De Castro et. al., 2013, pp. 144 y 145; 2015, pp. 32 y 33; y EPE, 2020, p.196).

Desde la primera mitad de la década de los 2010, Paraguay ha intentado negociar la erogación de dicha cláusula de exclusividad, ya sea a favor de otros países o agentes

del mercado brasileño dispuestos a pagar precios cercanos al del mercado internacional, en lugar de sólo a Eletrobras. Brasil ha rechazado esta propuesta aunque la vigencia de tal disposición finaliza en 2023. Como contrapropuesta, en 2011 el gobierno brasileño triplicó el valor de las compensaciones pagadas al Paraguay de \$ 120 a \$ 360 MD anuales. No obstante, el interés de Paraguay y sus empresas en eliminar dicha cláusula persisten, aunque la falta de un marco legal acorde dada las resistencias de Brasil y las carencias de infraestructura en la transmisión han impedido este objetivo, pese a que Brasil ha donado \$ 450 MD a Paraguay para la construcción de una subestación y de una línea de 500 Kv entre Itaipú y Villa Hayes (UNASUR – OLADE, 2012, pp. 42 y 46; De Castro et. al., 2013, pp. 144 y 145; y 2015, pp. 32 y 33).

Integración entre Brasil y Argentina

El estudio de viabilidad del proyecto de Garabí concluyó en 1977, con la intención de construir el aprovechamiento hidroeléctrico binacional entre Brasil y Argentina. Sin embargo, las dificultades y reformas liberales experimentadas en ambos sistemas eléctricos impidieron la concreción del proyecto hasta 1996, con la firma del Protocolo para su interconexión y posteriormente en 2000 con la construcción de la convertidora de frecuencia (De Castro et. al., 2013, p. 145; y 2015, pp. 27, 33 y 34).

El principal objetivo del proyecto consistía en la importación de energía firme a Brasil a partir del gas natural en Argentina mediante la interconexión consistente en una línea de transmisión de 500 kV. La empresa encargada de adquirir la energía eléctrica quedó a cargo de la empresa CIEN mediante una pluralidad de contratos que completaban un total de 2.100 MW de potencia firme. También en el año 2000 entró en operación la termoeléctrica de Uruguayana, operada con gas natural proveniente de Argentina. Esta central de 693 MW fue concebida para ser utilizada la mayor parte del tiempo por el sistema brasileño por medio de un contrato entre las privadas Uruguayana de Brasil, en ese entonces subsidiaria de la estadounidense AES¹⁶⁵ y la empresa argentina YPF, ex subsidiaria de la empresa española REPSOL¹⁶⁶. Esta dinámica no pudo mantenerse debido a la falta de abastecimiento de gas en Argentina en 2004, la cual aconteció en un principio en invierno aunque fue aumentando hasta su interrupción total

165.- A partir de 2020 la empresa Uruguayana de Brasil fue comprada por la empresa privada Argentina SAESA y esta a su vez la vendió a la empresa Ambar de Brasil en 2021 (Rojas I., 2020, 21 de octubre, SAESA busca reactivar la central térmica brasileña Uruguaiana, *Lexlatin*; y Devincenzi, A, La argentina SAESA vendió una central brasileña que importará gas de Vaca Muerta, *Apertura*).

166.- La central YPF fue expropiada en 2012 por el Estado argentino (Bonney, 2016).

en 2009, lo que obligó a la resolución de los contratos de la AES Uruguayana con las distribuidoras del sistema brasileño (De Castro et. al., 2013, p. 145; y 2015 pp. 34 y 35).

Ante dicha situación el gobierno brasileño estimó aprobar nuevos proyectos de integración con otros socios como Perú para la comercialización internacional de electricidad, a manera de garantizar el suministro del servicio. Por otro lado, la conversora de Garabí ha compensado de forma creciente la exportación de energía interrumpible hacia Argentina, de manera que se ha invertido el flujo originalmente proyectado (De Castro et. al., 2013, p. 146; y 2015, p. 35).

Dado el interés que mantienen ambos países en aumentar el flujo de energía, aún estudian la posibilidad de construir las hidroeléctricas Garabí y Panambí, en el río Uruguay, para disponer de otros 2,200 MW de potencia a un costo de \$ 5,202 MD. Por tal razón, en 2008, Eletrobrás y la empresa estatal argentina para las interconexiones de energía eléctrica con otros Estados, Emprendimientos Energéticos Binacionales (EBISA), firmaron el Convenio de Cooperación para el estudio de inventario en el río Uruguay. Además, en 2012 contrataron un consorcio binacional para la realización de los estudios ambientales y de ingeniería que aún se mantienen (De Castro et. al., 2015, pp. 33 y 34; y Dubrovsky et. al., 2019a, p. 44; Da Silva et al., 2015, pp. 1 y 2).

Integración entre Brasil y Uruguay

En setiembre de 1994, se firmó el Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio entre el Brasil y el Uruguay para la Interconexión Eléctrica con el fin de mejorar el aprovechamiento e intercambio de recursos energéticos. El mismo estableció un grupo de trabajo binacional para el estudio técnico de la interconexión energética y los marcos jurídicos para reglamentar las relaciones comerciales correspondientes entre ambos países. Después, en 1997, se firmó el Memorando de Entendimiento binacional para la interconexión en alta tensión de sus sistemas eléctricos.

Es así que en 2001 comenzó a operar la conversora de frecuencias de Rivera, ubicada en territorio de Uruguay conectada a la subestación Santana do Livramento 2 en el Estado de Rio Grande do Sul. Cuenta con una capacidad de 70 MW y es operada mediante un acuerdo entre la empresa estatal de Uruguay, Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), propietaria de la misma y Eletrobras, con el fin de atender situaciones críticas en la demanda de ambos países, aunque por lo general

resulta ser Uruguay el país que más ha necesitado de su uso, además de que Argentina también ha dispuesto de su uso para cubrir su demanda. Es en estos casos donde Eletrobras dispone de sus centrales termoeléctricas ociosas para la importación y exportación comercial, a consideración del sistema de optimización a cargo de la ONS (De Castro et. al., 2013, p. 146; y 2015, pp. 35 y 36).

Integración entre Brasil y Venezuela

La interconexión entre ambos países se construyó con el objetivo de mejorar la calidad y costo del suministro del Estado de Roraima, Brasil, el cual es un sistema aislado al Sistema Interconectado Nacional ya que la demanda en esta zona ha sido cubierta por centrales generadoras a base de combustibles fósiles. Es por ello que en 1997 se firmó un contrato entre Eletronorte, subsidiaria de Eletrobras y Electrificación del Caroní (EDELCA), empresa paraestatal venezolana, para la construcción de una línea de transmisión conformada por 485 km en el territorio de Venezuela y 191 km en el de Brasil. La línea comenzó a funcionar en 2001 para garantizar la compra de 200 MW de energía firme durante 20 años, lo que ha contribuido a la instalación de industrias en la región. La inversión de este proyecto consistió en \$ 55 MD correspondieron al Brasil y \$ 130 MD a Venezuela (De Castro et. al., 2013, pp. 146 y 147; y 2015 p. 36).

De esta manera, Venezuela desempeña una función exportadora para Brasil, incluso en épocas de sequía y restricciones para el mercado venezolano, como ocurrió en 2015 y 2016. El convenio de suministro entre ambos países tiene una vigencia de 20 años más una prórroga de otros 10, con una tarifa de \$ 26 USD por MWh durante los primeros 10 años y \$ 28 USD por MWh los 10 años siguientes. (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 90).

Integración entre Brasil y Bolivia

Desde los años setenta Brasil ha tenido interés en las reservas bolivianas de gas como alternativa complementaria para cubrir su demanda energética pero no fue hasta 1993 que se firmó el primer acuerdo de abastecimiento de gas boliviano a Brasil (Giacalone, 2012, p.56). Al respecto, en 1997, Eletrobras realizó una licitación internacional en la modalidad de precio menor para instalar la central termoeléctrica Cuiabá de 480 MW en Mato Grosso, considerado en ese entonces como un Estado deficitario energético. La licitación fue ganada por la empresa privada brasileña Pantanal Energía como encargada del funcionamiento de la central a base de gas natural, e incluso

de diésel para situaciones críticas de suministro como sucedió en 2001 y 2002 (De Castro et. al., 2013, p. 147; y 2015, p. 37).

En 2007, dicha central dejó de generar electricidad dada a falta de abastecimiento de gas natural de la empresa estatal boliviana YPFB, debido a la expropiación de las reservas de gas de Bolivia que causó la suspensión de los contratos existentes entre la operadora Pantanal Energía, y la productora de gas instalada en Bolivia, la empresa en ese entonces argentina YPF subsidiaria de la española Repsol. El gobierno boliviano argumentó que el motivo de tal expropiación fue, las condiciones desfavorables fijadas en el contrato de provisión de gas natural atentaban contra los intereses de Bolivia, ya que el insumo se vendía a un precio sumamente bajo. A manera de encontrar una solución a la falta de funcionamiento de la central, en marzo de 2011, el gobierno de Bolivia, Petrobras y Pantanal Energía, firmaron un convenio para su reactivación. Este consistió en que Petrobras sería la nueva propietaria de la central, la responsable de comprar 7.21 mmpcd de gas a la estatal boliviana y de la venta de electricidad, mientras que Pantanal Energía sería el arrendatario y operador de la misma. Para septiembre de ese año, la central entró de nuevo en funcionamiento (De Castro et. al., 2013, p. 147; y 2015, p. 37).

Por otra parte, Brasil y Bolivia planean la construcción de una hidroeléctrica binacional en territorio boliviano fronterizo. Se trata de un proyecto de 3,000 MW de potencia instalada que se adicionará a los 3,750 MW de la represa de Jirau y 3,568 MW de la represa Santo Antônio sobre el río Madeira, cerca de la zona fronteriza brasileña (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 44; y ficha técnica de Proyecto de hidroeléctricas Santo Antônio y Jirau, portal electrónico del COSIPLAN).

Integración entre Brasil y Perú.

Ambos países han considerado, con base en el Tratado firmado en 2010, desarrollar conjuntamente una variedad de proyectos consistentes en la construcción de seis plantas en territorio peruano: Inambari con 2,000 MW de potencia, Sumabeni con 1,740 MW, Paquitzapango con 2,000 MW, Urubamba con 940 MW, Vizcatán con 750 MW y Cuquipampa con 800 MW, juntas sumarían 8,230 MW de capacidad instalada con una inversión de \$ 15,000 MD. Pese a tal iniciativa, el gobierno de Perú canceló en 2015 la licencia para la central Inambari, debido a las protestas en el departamento de Puno cuyo argumento radica en que habrían mayores beneficios comerciales para Brasil, con la

obtención del 80 % de la energía generada, mientras que Perú asumiría todos los costos ambientales (Da Silva et al., 2015, pp. 1 y 2; y De Castro et. al., 2015, p. 4).

Integración entre Brasil y Guyana, Surinam y Guyana Francesa

En 2013, Brasil y Guyana acordaron realizar estudios para la construcción de dos hidroeléctricas sobre el río Mazaruni de Guyana, una de 1,500 MW y otra de 3,000 MW de potencia, cuyos excedentes de energía podrán ser importados por Brasil por medio de una posible línea de transmisión a instalar en el estado de Roraima. Además, el BID mantiene estudios para el desarrollo de la obra denominada como “Arco Norte”, como se muestra en el Mapa 28 que, además de la línea de Roraima, tiene por objeto enlazar otras entre Guyana, Surinam, Guyana Francesa y Brasil a través del Estado de Amapá. El estudio del BID también busca analizar opciones para explotar nuevas fuentes de generación eléctrica en los tres territorios, calculados en un aproximado de 6,000 MW de potencia (Dubrovsky et. al., 2019a, p. 44).



Fuente: BID.

Mapa 28. Proyecto de interconexión Arco Norte. Sobre la base de Mapa 13 en Dubrovsky et. al., (2019a, p. 44).

Con base en lo expuesto, se puede afirmar que la dinámica de las interconexiones de Brasil con su región son completamente diferentes a las analizadas en el Gráfico 15 y las tablas 24, 28, 31, 32 y 33 sobre el caso de México con Mesoamérica (Capítulo 5, p. 153, 156, 157, 166, 167, 172 - 174). Para empezar, el mercado eléctrico regional de México con EUA incluido equivale a un porcentaje que varía cercanamente entre el 5% al 10% el del sistema regional sudamericano. Casi la totalidad de energía que importa Brasil de este mercado proviene del sobrante generado por la parte correspondiente de Paraguay en la hidroeléctrica binacional Itaipú y sólo una pequeña parte proviene de las interconexiones con Uruguay, Argentina, Bolivia y Venezuela, países que por lo general tienen que acoplarse al sistema de optimización de Brasil.

Por otra parte, México se ha mantenido generalmente como un país netamente exportador de electricidad, salvo en casos excepcionales como en los años 2012 y 2016 que tuvo una balanza desfavorable y cuyas importaciones provienen predominantemente de EUA. Este país también ha sido el destino de un aproximado de dos terceras partes y tres cuartas partes de las exportaciones mexicanas en la última década, mientras que el resto ha sido dirigido a los dos países pertenecientes a la región objeto de esta tesis, Guatemala y Belice. Igualmente, a diferencia de Brasil, desde la reforma del 2013 que la comercialización de México con los tres países vecinos se ha mantenido bajo la operación de un mercado mayorista.

Frente a su socio regional más importante, Guatemala, ha mantenido una balanza comercial favorable, a pesar del aumento de inyecciones de centrales privadas instalada en este país hacia México en los últimos años. La balanza favorable se debe también al desempeño de otra la central privada guatemalteca ubicada en el norte de México que procesa gas natural, la cual ha sustituido el papel que llegó a tomar CFE legalmente a través de sus hidroeléctricas en el sureste, aunque en la práctica ellas contribuyen a la transmisión directa por su cercanía. Las exportaciones mexicanas tampoco han llegado a trascender a más del 0.5% de lo que equivaldría a su consumo interno. Por su parte, la equivalencia de las importaciones recientes desde Guatemala apenas ha logrado acercarse el 0.3% de dicho consumo.

Además, todavía no existe una interconexión plena entre México con los demás países de su región, salvo Belice. Esta se encuentra condicionada a la línea binacional con Guatemala, de manera que este país es quien domina las exportaciones dentro del SIEPAC, al mismo tiempo que respalda su consumo interno mediante las importaciones que sólo él recibe desde México.

En cuanto a Belice, este ha llegado a necesitar hasta dos terceras partes de las importaciones generadas por centrales convencionales de la EPE mexicana, CFE, para satisfacer su consumo, además de encontrarse aislado al acceso del SIEPAC. Por su parte, para México, la transmisión de esta energía tampoco ha llegado a equivaler siquiera el 0.3% de lo que supondría su consumo final.

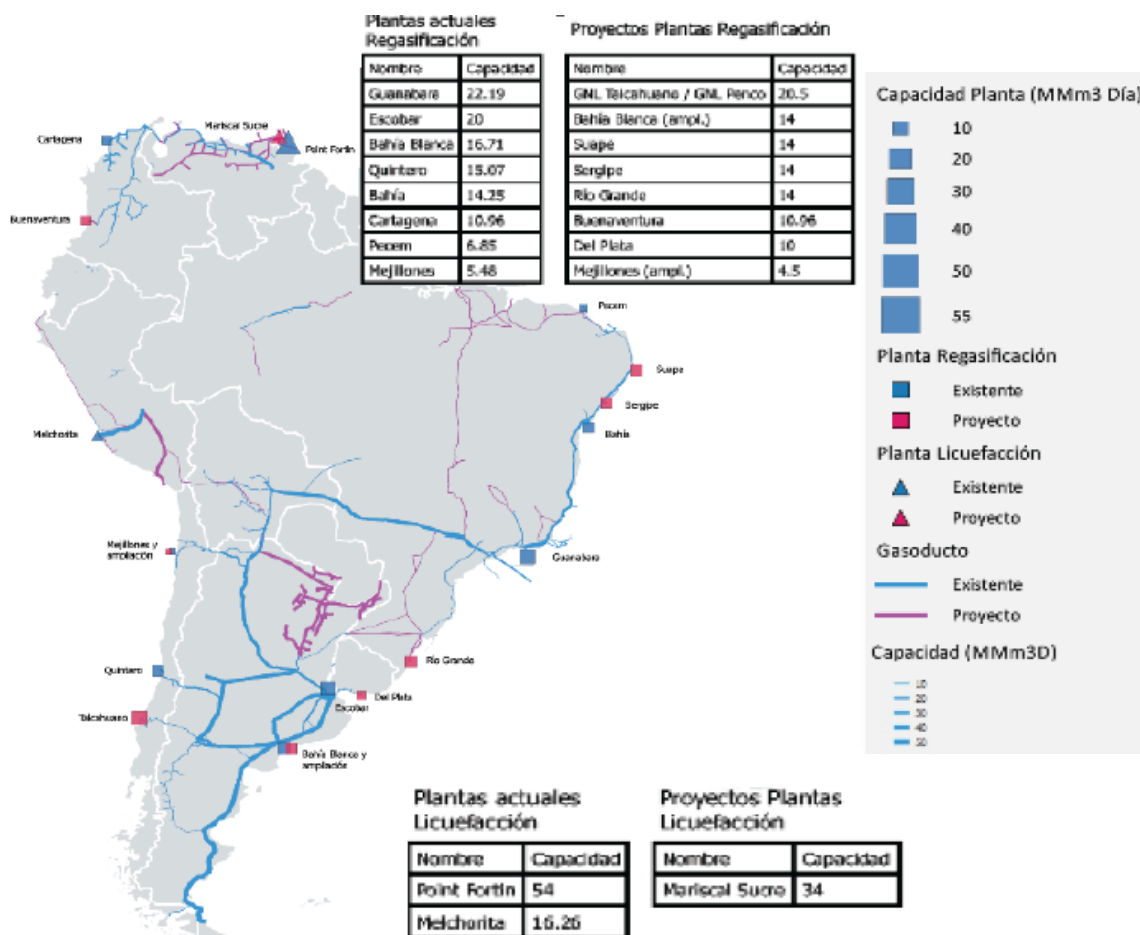
6.3.5.2.- Red de gasoductos sudamericanos

Además de la interconexión eléctrica como tal, los miembros de la UNASUR se han comprometido a emprender otras obras de infraestructura energética pertenecientes a la cartera de proyectos de la IIRSA-COSIPLAN, tal es el caso del Gasoducto Noroeste Argentino GNEA que además forma parte del Anillo Energético y del Gasoducto Sudamericano. La propuesta del anillo energético tuvo origen desde junio de 2005 con el objetivo de conectar las reservas de gas de Perú con Chile, para luego transitar por los gasoductos dirigidos hacia Argentina y finalmente a Brasil y Uruguay. El proyecto se ha enfrentado a diversas incertidumbres concernientes a la capacidad de suministro de Perú y la insuficiencia de sus reservas en Camisea (Mellado y Ali, 2012, p. 192).

En diciembre de 2005 se suscribió el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados del MERCOSUR y Estados Asociados, con el fin de impulsar la integración en sistemas de producción, distribución y comercialización de energéticos. Para ello, se invitó a las partes a celebrar acuerdos para ampliar el intercambio de hidrocarburos y la interconexión de las redes gasoductos y de transmisión eléctrica. Como resultado de esta iniciativa, Argentina, Brasil y Venezuela suscribieron un acuerdo de prefactibilidad técnica y económica para la construcción del “Gran Gasoducto del Sur”. El mismo partiría del oriente de Venezuela, atravesaría el oriente de Brasil y Uruguay, hasta llegar a la desembocadura del Río de la Plata, en Argentina. Aunque en 2006 se acordó una posible incorporación de Uruguay, Paraguay y Bolivia, la iniciativa perdió impulso (Mellado y Ali, 2012, pp. 192 y 193).

Un proyecto de esta envergadura mostraría una auténtica complementación entre los implicados. Por un lado, Venezuela posee la mayor fuente de reservas de gas en Sudamérica pero carece de la infraestructura para aumentar su producción. Por su parte, Argentina es el mayor productor regional, pero no ha sido capaz de cubrir por completo su demanda de más de 40,000 millones de m³. Uruguay y Paraguay no tienen reservas ni producción, sin embargo su abastecimiento no representa un problema mayor dado el porcentaje minúsculo de su demanda en una escala regional (700 millones de m³). En cambio, el consumo de Brasil depende en buena parte de Bolivia. A su vez el consumo boliviano carece de gran peso en relación a su producción nacional, misma que ha contribuido en posicionarlo como el principal exportador regional del insumo, además de contar con una condición geográfica favorable al estar rodeado de grandes mercados con

grandes demandas de energía como Brasil, y Argentina (Mellado y Ali, 2012, pp. 193 y 194). En el Mapa 29 se muestra la red de gasoductos existentes y proyectados.



Mapa 29. Gasoductos Troncales, Gasoductos de Integración, Plantas de Licuefacción y Regasificadoras Sudamérica, 2016 y Proyectos. Sobre la base de Dubrovsky et. al., (2019b, p. 10).

Por otro lado, en la Tabla 43 se muestra la oferta y demanda del gas natural en Brasil, en el que se incluye el monto de importaciones, los cuales provienen en su totalidad de Bolivia y sólo de forma ocasionalmente mínima, con máximo un 0.18% en 2015, de Argentina(Canedo, 2019; y“Brasil se ve obligado a importar GNL para satisfacer la creciente demanda interna”, 2020, 23 de febrero, *WorldEnergyTrade*).

FLUXO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	FLOW
PRODUÇÃO	22.938	24.064	25.762	28.174	31.894	35.128	37.887	40.103	40.858	44.724	PRODUCTION
IMPORTAÇÃO	12.647	10.481	13.184	16.962	19.319	18.407	11.727	10.720	10.596	9.805	IMPORT
VARIAÇÃO DE ESTOQUES, PERDAS E AJUSTES ¹	-7.274	-6.212	-5.488	-5.651	-7.983	-11.025	-12.580	-11.975	-14.404	-17.767	STOCK VARIATIONS, LOSSES AND ADJUSTMENTS ¹
CONSUMO TOTAL	28.311	28.333	33.458	39.485	43.230	42.510	37.034	38.848	37.050	36.762	TOTAL CONSUMPTION

Tabla 43. Oferta y demanda de Gas natural, 2010 – 2019 (10x6m3). Fragmento Retomado de la Tabla 2.3. de (EPE, 2020, p. 45).

Conforme a lo expuesto, se observa que del periodo 2010 a 2019, las importaciones de gas natural provenientes de Bolivia han representado un mínimo de 26.67 % obtenidas al cierre del mismo y un máximo de 44.68% obtenidas en 2014. Si bien es notable cierta dependencia a tales importaciones para Brasil, no se compara a la que tiene México respecto al Gas de EUA, pues como se comentó anteriormente (Capítulo 3, pp. 67 y 104), el gas natural importado representó el 62.91% de la oferta proveniente de dicho insumo en 2017. A su vez, el 85.8% de estas importaciones provinieron de EUA, de manera que también se ha mantenido una tendencia similar en el mismo periodo de referencia fijado para Brasil. Otra cuestión importante a retomar es la imposibilidad de comparar el sistema de gasoductos de Sudamérica frente a la región mesoamericana, ya que está aún se encuentra en etapas de planeación (Capítulo 5, pp. 189 - 191).

6.3.6.- Precio de tarifa por suministro

El último elemento a considerar como parte de las variables dependientes económicas en el sector eléctrico brasileño es la tarifa por el suministro que se refleja a cargo de los consumidores, razón por la que se muestra la Tabla 44.

	US\$ / Unidade Física (Metric Unit)											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Unidade (Unit)	
GÁS NATURAL COMBUSTÍVEL ²	460	611	625	607	586	442	424	517	533	587	10 ³ m ³	NATURAL GAS - INDUSTRY ²
ELETRICIDADE INDUSTRIAL ³	165	180	169	157	154	172	155	170	168	164	MWh	INDUSTRIAL ELECTRICITY ³
ELETRICIDADE RESIDENCIAL ³	233	258	236	200	206	215	184	200	196	196	MWh	RESIDENTIAL ELECTRICITY ³

Tabla 44. Precios promedios de consumo de electricidad por sector industrial y residencial de Brasil (USD \$ por MWh y por m3), 2019. Edición propia a partir de la Tabla 7.9. deEPE (2020, p. 143).

Como resultado de la obtención de un promedio nacional, se observa que en los sectores industrial y residencial existieron ciertas fluctuaciones en el precio fijado, en gran parte debido a la incertidumbre de la disposición de recursos hídricos bajo el sistema de optimización del sistema eléctrico brasileño. El precio más alto a pagar por el sector residencial fue de \$ 0.258 USD/KWh en 2011, aunque este llegó a bajar hasta un mínimo de \$ 0.184 USD/KWh en 2016. Por su parte, el sector industrial mantuvo en todo momento precios menores al promedio del residencial, de manera que el máximo se fijó también en 2011 con \$ 0.180 USD/KWh, mientras que el de menor monto fue de igual

forma en 2016 con \$ 0.155 USD/KWh. Lo anterior refleja la poca disposición hídrica que hubo en el sistema brasileño en 2011 que obligó al ONS a recurrir a tecnologías menos eficientes, mientras que en 2016 ocurrió lo contrario, de manera que tanto en uno como en el otro año terminó por tener efectos en ambos sectores.

Si se toma en cuenta los precios de \$ 0.196 USD/KWh en el sector residencial y \$ 0.168 USD/KWh en el industrial establecidos en 2018 para efectos de compararlo con los de México (capítulo 3, Tablas 20 y 21, pp. 121 y 122) y Centroamérica (capítulo 5, Tabla 37, pp. 197 y 198), se puede concluir diversos resultados. El precio promedio del sector residencial brasileño fue tres veces mayor que el de México, al ser este fijado en \$ 0.065 USD/KWh, ya que la EPE mexicana de CFE mantiene un subsidio fijado por CFE equivalente a 4 centavos de dólar por KWh. En cuanto al industrial, el precio promedio fijado entre los consumidores en alta y meda tensión de México (\$ 0.096 USD/KWh) no tiene subsidio y equivalió al 57% que el promediado al sector industrial de Brasil.

Respecto a Centroamérica, la mayor diferencia frente al precio de tarifa del sector residencial de Brasil se observa por el mínimo ofrecido por las tres distribuidoras de Guatemala y una de Nicaragua para un consumo de 50 KWh/mes, donde el del país sudamericano también es de tres veces mayor. Por otro lado, el precio de Brasil en este sector fue más competitivo que el máximo ofrecido por DEORSA y DEOCSA de Guatemala para el consumo de 100, 200 y 400 KWh/mes, donde en esta última se incluyó el de otra suministradora de Honduras, al equivaler un aproximado del 75% del precio fijado por dichas entidades centroamericanas. Respecto al industrial, el precio mínimo en Centroamérica fue ofrecido por EEGSA de Guatemala, mismo que equivalió al 71.5% del precio fijado por Brasil, aunque este a su vez equivalió a alrededor de un 70 % del precio máximo regional, fijado por dos distribuidoras de El Salvador y una de Panamá.

Los precios de los demás países de Sudamérica también varían respecto a los de Brasil, como se muestra en la Tabla 45.

Tipo de Consumo	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Residencial con consumo de 30 KWh	0.048	0.106	0.062	0.167	0.077	0.051	0.013	0.134	0.475	0.007
Residencial con consumo de 125 KWh	0.057	0.12	0.087	0.156	0.105	0.072	0.03	0.126	0.236	0.002
Residencial con consumo de 300 KWh	0.092	0.116	0.105	0.156	0.113	0.098	0.056	0.153	0.213	0.008

Industrial con consumo de 500 KWh	0.086	0.118	0.112	0.129	0.114	0.103	0.049	0.118	0.230	Menos de 0.01
Industrial con consumo de 5,000 KWh	0.141	0.105	0.193	0.136	0.159	0.089	0.075	0.198	0.186	Menos de 0.01

Tabla 45. Precios por tarifa para el sector Residencial por consumo de 30, 125 y 300 KWh; y por sector industrial por consumo de 500 y 5,000KWh en la mayoría de países de América del sur, finales de 2018 y enero de 2019 (USD/KWh). Elaboración propia sobre la base de Contreras (2020, pp. 24 y 25) y Fenés, (2019, pp. 19 y 21), con apoyo del portal digital de Global PetrolPrices.

A partir de lo expuesto, se concluye que las tarifas residenciales más caras provienen de Uruguay, en la que de hecho la máxima fijada fue para consumo de 30 KWh, misma que es casi 8 veces que la fijada por Brasil en la misma categoría. Por su parte las demás tarifas residenciales de Brasil también son más competitivas que las ofrecidas por Uruguay, al igual que las de Bolivia, Chile, Colombia y Perú, aunque menos que las fijadas en Argentina, Ecuador, Paraguay y Venezuela. En cuanto a la tarifa industrial, la más cara también fue fijada por Uruguay para un consumo de 500 KWh, poco más del doble que la establecida por Brasil en esa misma categoría y la cual se vio solamente superada en competitividad por la de Argentina, Ecuador y Paraguay. No obstante, la tarifa de Brasil para la categoría industrial de 5,000 KWh sólo fue más competitiva que la obtenida en Perú.

Es de resaltar que en el caso de Paraguay, su alta competitividad se debe al alto rendimiento de sus recursos hídricos, en gran medida, por la generación y venta de excedentes de energía de las presa de Itaipú. En cuanto a Venezuela, el precio por la tarifa en ninguna categoría llega siquiera a un centavo de dólar, debido a la sobreoferta de hidrocarburos utilizados para la generación eléctrica. Cabe añadir que los precios competitivos de Argentina y Venezuela se deben en gran parte al uso de gas natural, quien presenta una mayor ventaja económica por su productividad, como ha pasado también en el caso de México. Por otro lado, Argentina y Ecuador también presentan precios competitivos por los subsidios otorgados al sector residencial, también similar a lo que ocurre en México (Contreras, 2020, pp. 27 y 29).

De todo lo expuesto en este Capítulo, a manera de mantener una coherencia en la identificación de elementos que conforman las variables dependientes como las abordadas en los capítulos 2 y 4, se presenta el siguiente Cuadro C:

Variables dependientes de Brasil	Económico	Tecnológico	Social	Ambiental
Durante Modelo ISI	<p>Similitudes con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Antes de la aplicación del Modelo ISI, existía un control de empresas extranjeras desde el siglo XIX en las regiones de mayor densidad demográfica. 2.- La promoción de empresas estatales para explotar el potencial de los sectores petrolero y eléctrico como motores principales en el desarrollo de la industria y economía nacional. 3.- Establecimiento de entidades regulatorias para fijar tarifas, inversiones públicas y concesiones para el servicio. <p>Diferencias con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Creación de Eletrobras como principal actor competitivo en el mercado de generación y distribución, área en la que CFE siempre ha tenido el control monopólico. 2.- Compras estatales locales sobre activos e infraestructura privada. 3.- Alta participación de generadoras, distribuidoras y transmisoras de entidades federativas para cubrir el resto de la demanda. 4.- Ingreso de infraestructura estatal que complementó, en vez de expropiar, los activos privados aún existentes en el sistema. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Gobierno mantuvo política de aprovechamiento de tecnología hidroeléctrica, debido a su alto factor de carga. 2.- Existencia de iniciativa por disponer de una alta producción de hidrocarburos para fines energéticos. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Interés por explotar dinámica de intercompensación de cuencas hídricas, como principal fuente productiva de su Sistema nacional. 2.- Desarrollo en investigación de biocombustibles. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- El gobierno desarrolló un sistema interconectado y amplió su accesibilidad a la mayor parte de la población. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Interconexión de las diversas zonas de Brasil basadas en una distribución regional equitativa del potencial de las cuencas. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Existencia de interés por disponer de la producción de hidrocarburos y otras fuentes de energía emisoras de GEI. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Generación eléctrica producida principalmente por potencial hídrico. (85% de la energía total) 2.- Gobierno mantuvo política de uso de energía térmica renovable y no renovable para compensar falta de oferta del sistema.
Proceso de desregulación y privatización (1990s – 2000s)	<p>Similitudes con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Objetivo de desarrollar un mercado competitivo en licitaciones para la contratación de energía mediante subastas. 2.- Se crea y unifican competencias para una entidad responsable en la regulación del sector. 3.- Regulación bajo la estricta separación legal de las etapas productivas con mayor apertura mercantil para la generación y suministro. 4.- Apertura en el mercado de hidrocarburos, gas natural y biocombustibles en la producción, exploración y comercialización, con más restricciones en el transporte y distribución. 5.- La empresa productiva estatal (Eletrobras y CFE) mantiene ventajas competitivas en la generación y transmisión, independientemente de su proceso actual de privatización o nacionalización. 6.- Mayor oferta de nuevas centrales generadoras frente a demanda de distribuidores, influyó en reducción de precios en la generación pero no en el precio final por el suministro. 7.- Para los consumidores que no participan directamente en el mercado abierto, el Gobierno federal es quien organiza la contratación de subastas, en representación de las distribuidoras <p>Diferencias con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Mercado regido por operador (ONS) bajo un mecanismo de garantía de suministro que no incluye energía física directa del generador, a diferencia del operador del mercado mayorista en México (CENACE). 2.- Existen limitaciones a la apropiación corporativa entre agentes para evitar prácticas monopólicas entre diversas etapas productivas. 3.- Promoción de proyectos de infraestructura bajo una institución estratégica como BNDES, incluso de trascendencia regional. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Se crea un organismo independiente para la operación técnica del sistema (CENACE y ONS). 2.- Se crean entidades para la promoción de la investigación científica en la materia (INEEL en México y EPE en Brasil). 3.- Ambos sistemas promueven la eficiencia de los flujos de energía mediante la generación distribuida y reducción de pérdidas. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- La operadora técnica de Brasil es una empresa privada sin fines de lucro, mientras que la de México se mantiene como una entidad estatal. 2.- Sistema de optimización permite sincronizar las nuevas ofertas de mercado de acuerdo al crecimiento de la demanda. 3.- Se mantiene la operación de las líneas de transmisión speeditada a la optimización de los recursos hídricos en Brasil. 3.- Busca integrar la zona amazónica del norte por su aprovechamiento hidroeléctrico en el sistema nacional. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Conservación de objetivo de completar la cobertura en el acceso universal. 2.- Manifestación de problemáticas sociales en proyectos para exigir el derecho de consulta. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Política de explotación hidroeléctrica mediante nuevos proyectos en Brasil casusa mayor descontento de comunidades originarias (regiones amazónicas como en río Xingú o Río Madeira). En cambio, las políticas en las zonas de estudio de México (Península de Yucatán, Chiapas e Istmo de Tehuantepec) se centraron en la repotencialización hidroeléctrica existente, con un descontento generado más por proyectos eólicos y solares. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Promoción de energías renovables alternativa como la eólica, solar 2.- Pese a diversificación, subsistencia de predominio del gas natural como el principal insumo en mercado además de las hidroeléctricas. 3.- Ambos países conservan el aprovechamiento de fuentes nucleares como atribución exclusiva del Estado. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Brasil tiene mayor desempeño productivo de biocombustibles en la generación de electricidad. 2.- Expansión de la industria de biocombustibles ha ayudado a reducir GEI en el sector eléctrico de Brasil pero a costa de la deforestación de ecosistemas. Esto genera un impacto global en la retención de CO2 por tratarse de regiones amazónicas o de rica biodiversidad a nivel mundial. 3.- Brasil mantiene una participación de energías limpias para la generación eléctrica de entre 85% y 80% mientras que México un 25% a 20%.
Gobierno actual incentivador de la privatización.	<p>Similitudes con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Estado mantiene acción estratégica del veto sobre el desarrollo general del sistema eléctrico nacional. <p>Diferencias con México:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Eliminación del sistema de cuotas y optimización según la disponibilidad de recursos hídricos. 2.- Privatización de acciones de Eletrobras frente a política de mayor inversión pública para CFE. 3.- Tarifas más altas en Brasil que en México. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Interés general en mayor productividad de gas natural para autosuficiencia eléctrica. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Brasil tiene mayor grado de pérdidas en el flujo de transmisión que el mexicano y menor factor de carga (43% frente a 50% de México). 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Comunidades mantienen reclamaciones por derecho de consulta. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Brasil tiene mayor cobertura en el acceso universal. 	<p>Similitudes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Continúa crecimiento de energía solar y eólica. <p>Diferencias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Pese a tener el doble de población y consumo, Brasil emite menos GEI que México. 2.- Brasil tiene mayor grado de instalación hídrica en la generación distribuida.

Variables dependientes	Fortalecimiento político regional	Fortalecimiento económico regional
Durante Modelo ISI (Década de los años 70 a 1992)	<p>Similitudes con México</p> <p>1.- Interés en mantener política estratégica de cooperación energética en hidrocarburos y conexión eléctrica con países vecinos</p> <p>Diferencias con México:</p> <p>1.- Aprovechamiento de potencialidades energéticas regionales ayudó a delimitar acuerdos fronterizos en Brasil, mientras que en México a impulsar el proceso de pacificación regional en Centroamérica.</p>	<p>Similitudes:</p> <p>1.- Se buscó aumentar los flujos de comercialización de energéticos con sus vecinos, incluida la electricidad, como parte del desarrollo económico regional.</p> <p>Diferencias:</p> <p>1.- Las conexiones binacionales de Brasil le sirvieron principalmente para importaciones ante demanda interna crítica, mientras que México para oportunidades de negocio dentro de sistemas incipientes como Belice o Nicaragua.</p>
Durante Modelo de los noventa (1992-2013) ACTUAL*****	<p>Similitudes con México:</p> <p>1.- Promovieron un foro político en constante desarrollo institucional para discutir y atender múltiples temas estructurales compartidos, entre ellos el energético (UNASUR/IIIRSA / COSIPLAN para Brasil y PPP/PIDM/PDI para México).</p> <p>2.- Promoción discursiva de la interconexión regional eficiente mediante fuentes renovables e inclusión social.</p> <p>3.- Manifestaciones sociales por el derecho a consulta contra proyectos de infraestructura regional financiados por BID y ETN. También se alegan daños transfronterizos a ecosistemas y falta de transparencia.</p> <p>4.- Discrepancias con Venezuela en la política de cara a otras regiones y en la promoción de fuentes energéticas: Venezuela con gas natural y otros hidrocarburos mediante el ALBA contra Brasil con biocombustibles e hidroeléctricas; y contra México por su cercanía con EUA y su preferencia a la interconexión eléctrica.</p> <p>5.- Proyectos iniciados originalmente por interés de EUA en mayor acceso a recursos estratégicos reforzados por elementos de seguridad continental.</p> <p>6.- Ambos proyectos permitieron sistema multilateral de acuerdos en la participación privada de acuerdo a cada etapa productiva, donde existe fuerte influencia de capital europeo y asiático.</p> <p>7.- Ambos países fueron impulsores de política de desarrollo regional mediante su potencial energético - ambiental, aunque otros países desconfían una distribución inequitativa de beneficios económicos.</p> <p>8.- Ambos países elaboraron estrategias de unificación de proyectos de integración que a su vez excluya como competidores entre sus espacios de mercado.</p> <p>Diferencias con México:</p> <p>1.- Brasil se proyecta como líder en fuentes alternativas por uso eficiente de hidroeléctricas, investigación en biocombustibles y diversidad de recursos. México se perfila como un país cuyo potencial en diversidad lo compromete a reducir sus emisiones de GEI.</p> <p>2.- La ampliación del sistema de gasoductos en México se ve desarrollada a un ritmo más acelerado por el interés en continuar con las importaciones de gas de EUA.</p> <p>3.- Resoluciones de órganos regionales de Sudamérica tienen decisiones menos vinculantes, más allá de las existentes binacionales, que las del SIEPAC.</p> <p>4.- Brasil ha promovido un proyecto regional energético menos dependiente a insumos, inversiones, e intereses estratégicos provenientes de EUA, lo cual sí se ha visto condicionado México por sus particularidades geográficas.</p>	<p>Similitudes:</p> <p>1.- En ambas regiones se observan mayores ingresos para los inversionistas privados en su mayoría por capital europeo, aunque también conserva la influencia norteamericana y se observan crecientes inversiones de Asia y capital nacional.</p> <p>2.- Apoyo de instituciones financieras internacionales y regionales para proyectos relacionados con energías limpias. 3.- Ambos países promueven expandir sectores con bienes y servicios de mayor valor agregado, como el eléctrico, al ámbito regional.</p> <p>3.- La principal vía de interconexión es de cada una es mediante proyectos binacionales (Línea de transmisión México- Guatemala y central Itaipú de Brasil con Paraguay).</p> <p>5. Diversificación de ETN y gobiernos de América del Norte, Europa y Asia para inversión en tecnologías limpias junto con otras nacionales estatales y particulares.</p> <p>Diferencias:</p> <p>1.- Sistema de comercio se basa en una hidroeléctrica binacional en Sudamérica y en Mesoamérica en una interconexión transfronteriza.</p> <p>2.- El mercado de etanol y otros biocombustibles de EUA es atractivo para las exportaciones de Brasil de estos insumos.</p> <p>3.- México proyectó una capacidad exportadora de electricidad mayor mientras que Brasil promovió la participación externa en su demanda interna.</p> <p>3.- La interconexión de México le permite disponer de un sistema de mercado abierto a la compra y venta de electricidad según el precio mejor ofertado. Por su parte Brasil, tenderá a la compra de energía extranjera cuando su sistema de optimización se vea insuficiente.</p> <p>4.- Eletrobras ha expandido más sus oportunidades de negocio como agente instalado en territorios extranjeros, incluso en la región mesoamericana. A diferencia de CFE, quien sólo mantiene 11% de acciones de la empresa propietaria de la RTR del SIEPAC, cuyo mercado no tiene completo acceso.</p> <p>8.- Operaciones de compra venta de energía de Brasil en su región son más a través de acuerdos sin compromisos a largo plazo, a diferencia de los de potencia firme de México con Guatemala o Belice, aunque sí compensables por temporadas climatológica con sus vecinos.</p> <p>9.- El principal sustento del modelo comercial internacional de Brasil es a través de una paraestatal binacional de la cual se favorece de los excedentes de Paraguay.</p> <p>10.- Brasil tuvo mayor apoyo en el financiamiento de su expansión regional por parte de su Banco nacional para el desarrollo de obras (BNDES).</p>
Actual gobierno (2018- a la fecha)	<p>Similitudes con México</p> <p>1.- Ambos gobiernos tienen interés en reducir dependencia de gas extranjero (Brasil del gas Bolivia y México del gas de EUA), al aumentar su autoproducción.</p> <p>2.- Se mantienen negociaciones para la generación conjunta y reforzamiento de puntos de interconexión con sus vecinos, a pesar de eventuales manifestaciones sociales por impacto ambiental.</p> <p>Diferencias</p> <p>1.- Con proceso de privatización de Eletrobras, Itaipú binacional entraría a ser administrada por una nueva paraestatal. CFE por su parte, ha permitido que una empresa particular se encargue del comercio con su socio regional principal.</p> <p>2.- México reimpulsa objetivo de interconexión con México con el SIEPAC como herramienta estratégica para inducir al desarrollo social regional y reducir los índices de migraciones forzadas. Brasil no ha puesto ese énfasis social en su marco de integración</p>	<p>Similitudes:</p> <p>1.- Ambos países aún sustentan su relación comercial eléctrica regional en una interacción exclusivamente nacional con un socio con un mercado más chico pero con gran capacidad exportadora como lo son Guatemala y Paraguay.</p> <p>Diferencias:</p> <p>1.- Mientras la principal empresa del sector en Brasil (Eletrobras) pasa por un proceso de privatización, la de México (CFE) apunta a fortalecer más su política estatal en favor de las inversiones públicas.</p> <p>2.- El sistema regional sudamericano carece de un mercado abierto con autoridades supranacionales, y depende en gran medida del proceso de suministro del mercado hegemónico, el de Brasil. En cambio en México, el hegemónico sólo tiene acceso al mercado de uno de los miembros del sistema supranacional (SIEPAC), Guatemala</p> <p>3.- Nuevo PDI mesoamericano propuesto para un desarrollo económico desde la perspectiva social para impedir la migración.</p>

CONCLUSIONES

En atención a lo expuesto en esta investigación, se deben identificar tres puntos conclusivos para realizar un pronunciamiento en cuanto a las dos hipótesis formuladas.

El primero está relacionado al impacto que ha tenido la explotación de energías renovables en los cuatro ámbitos inspirados en la teoría del neoestructuralismo: el económico, social, ambiental y tecnológico en el sureste de México. Estos ámbitos se han visto condicionados a las transformaciones jurídicas por las que ha pasado el sector eléctrico, donde se aprecia cierta complejidad de las relaciones entre agentes estatales, particulares y las comunidades locales involucradas en los proyectos de infraestructura. En ese sentido tiene algunos grados de similitud con los procesos de reforma en Brasil.

En cuanto al aspecto económico, se observó desde la década de los 90 y 2000 una mayor participación de generadores privados en actividades que no se consideraban dentro del servicio público de la electricidad. Esto fue posible en México, gracias a la influencia del TLCAN, el TLC con la Unión Europea y los acuerdos de inversión con China y Japón, los cuales impulsaron las prácticas de exportación e importación de electricidad así como la entrada de capital extranjero para la instalación de centrales de generación.

Posteriormente, con la formación de un mercado mayorista a partir de la reforma de 2013, los agentes privados ahora tienen la posibilidad de competir comercialmente en cualquier sector de la cadena productiva con CFE, excepto para el caso de la transmisión y distribución. Estas actividades siguen reservadas para la EPE por considerarse aún como parte del servicio público del Estado, aunque, al mismo tiempo, se contempla la posibilidad de contratar a particulares para proyectos relacionados con estas etapas productivas. Asimismo, la reforma buscó una reestructuración de la EPE bajo la supuesta consecución de objetivos de rentabilidad y eficiencia en el servicio mediante la estricta separación legal de sus etapas productivas, la separación en empresas subsidiarias regidas por la nueva Ley de CFE, al igual que filiales regidas por el derecho privado.

Para Brasil el proceso de mercantilización se ha visto desarrollado en la apropiación corporativa de diferentes empresas eléctricas de cualquier etapa productiva ya sea generación, transmisión, distribución y suministro. En este escenario, la mayor empresa eléctrica de América Latina por número de activos, ingresos, energía generada, Eletrobras, apunta a la venta de parte de su infraestructura y acciones de manera que

perda intencionalmente mayores ventajas para equilibrar su participación en el mercado brasileño, como fue el caso que pretendía la reforma de 2013 con CFE en México.

A consideración del actual gobierno mexicano, la reforma sólo ha traído beneficios a las empresas particulares a costa de la rentabilidad de CFE y de la eficiencia del suministro de electricidad, ya que en la mayoría de los sectores tarifarios se aprecia un aumento en el servicio. Los argumentos principales del gobierno en cuanto a las zonas de estudio tienen que ver con la desarticulación de dicha EPE en diferentes entidades que retrasan su capacidad de actuación, los altos costos que tiene que pagar por la compra de energía a particulares como las PIE de ciclo combinado en la Península de Yucatán o eólicas en Tehuantepec, la proliferación de centrales de energías renovables intermitentes sin el mantenimiento adecuado de las líneas de transmisión y distribución, la falta de cobro de una tarifa proporcional a los generadores y grandes consumidores en estos dos servicios, la falta de mantenimiento de centrales de la EPE con mayor factor de carga como las hidroeléctricas en Chiapas y la falta de suministro del gas natural a la Península. Toda esta situación, asegura el gobierno que se ha suscitado mientras que los exfuncionarios promotores de la reforma son ahora consejeros y directivos de las ETN.

Esta visión ha tenido como resultado una serie de medidas gubernamentales que han generado tensiones con el sector privado, quienes argumentan que las mismas atentan contra las inversiones realizadas y contra un modelo de mercado previsto en el marco de la reforma. Este grupo argumenta que las medidas gubernamentales sólo dan continuidad al predominio que tiene CFE en las distintas etapas del sector, ya que actualmente sigue a cargo de más de la mitad de la generación eléctrica, más de la mitad de la generación renovable, es la única responsable del servicio de transmisión y distribución, la única responsable del servicio básico en tanto no se emitan los lineamientos técnicos para la participación de los otros tres competidores autorizados y también con una amplia participación en el servicio calificado. Por su parte, el gobierno asegura que tales medidas se han implementado con el fin de garantizar el suministro del servicio, sin el aumento de tarifa y sin afectar los contratos previamente autorizados por la reforma, así como asegurar mayor rentabilidad para CFE.

Entre las medidas gubernamentales vistas en esta tesis con mayor impacto en los intereses privados dentro de las zonas de estudio está la suspensión de la cuarta subasta para el servicio básico, en tanto no se fijen criterios seguros con base en los lugares de mayor urgencia en la demanda, como la Península de Yucatán. Otras medidas son la

cancelación de la licitación de línea de transmisión del Istmo de Tehuantepec al centro del país para invertir directamente en la línea que parte de Chiapas a la Península; la modificación de los activos de las subsidiarias de CFE, en donde la subsidiaria de Generación VI ahora tiene el control de todas las centrales de la EPE en el sureste; el mantenimiento de centrales emisoras de GEI por la intermitencia de centrales eólicas y solares; la renegociación de términos para el transporte de gas natural; el desarrollo de centrales de Ciclo Combinado a cargo de CFE en la Península e hidroeléctricas en Chiapas; y la Modificación de los lineamientos de otorgamientos de CEL a las centrales limpias de CFE sin necesidad de un proyecto de ampliación posterior a 2015.

Esta serie de medidas han provocado en el sector privado la elaboración de estrategias legales para a su anulación a través del Juicio de Amparo donde se alega la transgresión a la libre competencia para la generación y comercialización. Si bien estas fricciones entre agentes públicos y privados generan efectos inmediatos en el ámbito económico, también tienen una estrecha relación con los otros ámbitos o aspectos estructurales y estratégicos, según las dos teorías formuladas en esta tesis.

Esta clase de tensiones entre el gobierno y ETN no parece presentarse actualmente en Brasil entre el gobierno y la iniciativa privada. De hecho, la alianza entre ambos ha encaminado al sector eléctrico a un proceso de transformación con apertura a mercados mayoristas de energía firme y física con tecnologías alternativas, mayor entrada al gas natural y otros insumos energéticos para la generación de electricidad, sin necesidad de un sistema de optimización de recursos hídricos, siempre que culmine el actual proceso legislativo para su aprobación.

En cuanto al ámbito tecnológico, se observan ciertas limitaciones en todas las etapas de la cadena productiva del sector mexicano para un desempeño más eficiente. Primeramente, se aprecia la falta de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas de CFE instaladas en Chiapas, a pesar de tener un factor de carga de casi el doble de lo que tienen las centrales eólicas y fotovoltaicas. También se aprecia la necesidad de garantizar el suministro del gas natural para aumentar el factor de carga de las centrales térmicas, en especial las de ciclo combinado, por su menor grado de emisiones de GEI. La cuestión es que, mientras insumos como el agua o el gas natural no puedan optimizarse en centrales que deberían contar con alto factor de carga, especialmente en periodos de demanda máxima, se tendrá que recurrir a fuentes más contaminantes como el

combustóleo y el diésel, mismas que determinan los costos marginales y los precios en nodos distribuidos a pagar conforme a las reglas del mercado mayorista, como se observó en el caso de la Península durante la temporada de verano.

Además del alto potencial que representan el Río Grijalva para la generación eléctrica, se debe reconocer el alto potencial de las fuentes eólicas en el Istmo de Tehuantepec, así como esta fuente y la solar en la Península de Yucatán. También es de reconocer los bajos costos que representan al momento de la generación. Sin embargo, la peculiaridad de las fuentes eólica y solar es su alto grado de intermitencia supeditadas a las condiciones meteorológicas, razón por la cual determinan su bajo factor de carga. En caso de que estas fuentes no se encuentren disponibles, es entonces que tienen que participar las otras centrales, cuestión que puede generar el ya mencionado problema sobre elevación de costos de inyección y retiro por el uso de insumos poco eficientes.

Brasil por su parte ha diversificado los recursos complementarios de la energía hídrica para la generación eléctrica, en gran medida por los biocombustibles. El apoyo de estas dos fuentes y otras alternas le ha permitido emitir poco menos que la cantidad de GEI que emite México a pesar de ser casi el doble de población y producir casi el doble de energía que el hegemónico de Mesoamérica. En ese sentido se aprecia que el sistema eléctrico de Brasil proyecta mayor sustentabilidad ambiental, aunque la percepción puede variar si se cuantifica el impacto ambiental generado por efectos colaterales como la propia deforestación que puede conllevar un mayor uso de biocombustibles. También puede variar si, pese a los avances tecnológicos en las fuentes generadas se aprecia una tarifa en el cobro del servicio tres veces más alta que la de México en el residencial y casi el doble en el sector industrial.

Otro problema en la cuestión tecnológica se refiere a las pérdidas técnicas en caso de saturación de las líneas de transmisión y distribución debido al ingreso de energía generada más allá de su capacidad y la falta de mantenimiento de sus instalaciones. Esto provoca disparos en el precio del suministro incluso por arriba y de forma más recurrente que las elevaciones en los costos marginales y precios nodales por uso de insumos ineficientes. Tales pérdidas significan cerca de una décima parte de la energía que fue desperdiciada en la zona sureste a la que pertenecen Chiapas y Oaxaca.

Un problema relacionado a lo anterior tiene que ver con las pérdidas por errores de facturación y el robo de energía. Estos dos tipos de pérdidas representaron más del 13%

de la energía subida a la RNT y RGD en 2018, lo que afecta notoriamente el suministro del servicio, sobre todo en casos de alta demanda. Es por ello que el gobierno actual considera oportuno el proyecto propuesto en el PRODESEN 2019-2033 para fortalecer la capacidad de la línea de transmisión en el sureste, aunque también sería de gran apoyo la promoción de proyectos de pequeña escala de generación distribuida fotovoltaica, de manera que se pueda abastecer localidades pequeñas o secciones urbanas sin hacer uso de la RNT o de las líneas de la RGD de mayor capacidad para largas distancias.

Sin embargo, la generación distribuida representó sólo el 0.22% de los 75,685 MW de potencia registrados en 2017 a nivel y sólo el 0.03 % si se toma en cuenta la generación distribuida instalada únicamente en la zona peninsular y oriental. Estas medidas podrían contribuir a completar la cobertura del servicio a los 1.63 millones de personas pendientes para los objetivos del acceso universal. De acuerdo al Programa de Ampliación de las RGD 2019 – 2033, es posible afirmar que las entidades federativas que forman parte de las zonas de estudio representan en su conjunto alrededor de una quinta parte del total de obras, localidades y beneficiarios del programa de la nueva administración para cumplir este objetivo.

Es verdad que una cuestión que comparten los sistemas de ambos países es su alto grado de accesibilidad al servicio, donde Brasil sobresale con menos de 500,000 personas pendientes por facilitar el acceso, igual al 0.2% de su población. En cambio en México es igual al 1.4 % de su población lo que equivale a más de 1.6 millones de personas. La generación distribuida puede ser una herramienta para fomentar el acceso universal, ya que, se aprecia el crecimiento de tres veces la capacidad de potencia en Brasil de 2018 a 2019 y hasta de siete veces para México, donde cada uno ahora representa el 1.3% de la potencia total de sus sistemas.

Dicha tecnología, sin embargo, no es suficiente para reducir otros motivos de pérdidas de energía en la red, los cuales se mantienen en Brasil en un 17% y cuyo servicio es de tres a dos veces el precio de la tarifa mexicana, mientras que en México apenas pudo reducirse de 13.5 a 11% de 2018 a 2019. En este caso tampoco se puede afirmar que el mayor uso de energías renovables, incluso con el apoyo de sistemas distribuidos, soluciona por sí sólo la reducción de pérdidas en las redes o un mayor acceso económico al servicio. Tampoco se perfila como una tecnología con más factor de carga que el de un sistema más convencional como el de México, que gracias al gas natural obtuvo una productividad de casi el 50%, mientras que Brasil sólo el 43% en 2017.

En cuanto al aspecto ambiental, es de reconocer que con la apertura de nuevos generadores renovables, la tasa de crecimiento de GEI en México bajó considerablemente, ya que de ser el 2% anual en promedio desde 1990, a partir de 2010 bajó a 0.6% durante los cinco años posteriores. Sin embargo, es sumamente notable el predominio que han tenido los hidrocarburos en la política energética de México, al igual que su dependencia en el comercio de este insumo con EUA. Ello se refleja en que prácticamente la totalidad de sus exportaciones de energía primaria se componen de petróleo, y del cual el 88 % se envía a EUA, mientras que a este país se le importa cerca del 60% de gasolinas y naftas disponibles. Estos combustibles representan la mayor fuente secundaria de consumo en el país, con una participación del 28%. Por su parte, la electricidad es la segunda fuente secundaria de mayor consumo nacional, con una participación del 17%, donde los hidrocarburos contribuyeron con más de tres cuartas partes de la generación eléctrica, en su mayoría por gas natural de EUA.

Independientemente de que las energías renovables sólo representaron el 21.2% de la generación eléctrica en 2017 y el 23.2% en 2018, destaca que la hidroeléctrica representa cerca de la mitad de ese porcentaje y cuya tercera parte de la energía generada mediante esta tecnología proviene de las centrales de Chiapas. Por su parte, la energía eólica sólo representa entre la sexta y séptima parte de la electricidad generada a través de las fuentes renovables, aunque en este caso, más del 60% de dicha energía provino del Istmo de Tehuantepec. Esto quiere decir que de toda la energía renovable generada, más de la cuarta parte se produce en tan sólo estas dos regiones.

La matriz energética de Brasil comparte ciertas similitudes con México en cuanto a que la electricidad ocupa entre el 17 y 18% del consumo total energético y que ambos países son mayormente dependientes de combustibles de hidrocarburos. La diferencia radica en el uso de más energía renovable de Brasil para generar electricidad y una menor dependencia al gas natural e hidrocarburos en general.

En materia del sector eléctrico, su sustento ha sido históricamente la energía hidroeléctrica, la cual ha representado de un 85 % a recientemente un 65% por la introducción de energías alternas, de las que un 8% restante proviene de biocombustibles, otro 8% por eólicas, otro 3.5% por resto de energías limpias, otro por 9% de gas natural y el resto de otras fuentes emisoras de GEI. En el panorama general, Brasil es un país que representa un mercado energético dos veces mayor en términos de población, energía generada y consumo que el de México. El aprovechamiento de su potencial en energía

limpia le ha permitido reducir su nivel de emisiones GEI per cápita hasta el grado de que ser la mitad de lo emitido por México. Todo esto refleja en un principio beneficios de sustentabilidad ambiental en la matriz brasileña.

Esto no quiere decir que el sistema brasileño no tenga problemas ambientales por deforestación de ecosistemas enteros para aumentar producción de biocombustibles o por emisiones de metano por actividades ganaderas. El riesgo ambiental se vuelve potencialmente alto si se trata de una región de importancia global por su biodiversidad y equilibrio ecológico como el Amazonas. Fuera de estos riesgos, Brasil se distingue de México en que su dependencia tampoco se basa a nivel crucial en un insumo convencional importado, como lo es el gas natural de EUA para México. En esta cuestión el sistema de Brasil proyecta mayor sostenibilidad que México desde los aspectos ambientales, económicos y políticos.

Otro asunto de interés energético para México es la importancia de las centrales hidroeléctricas y eólicas ubicadas en dos de las zonas de estudio y reflejadas en el potencial que tendría CFE en el mercado de los CEL. A reserva de los datos que habrá que tomar en cuenta en los informes administrativos y las resoluciones judiciales sobre el destino a la modificación de los lineamientos para el otorgamiento de CEL decretado en octubre de 2019, al tomar en referencia el año 2018 como mero ejercicio teórico, las cinco hidroeléctricas de Chiapas podrían haber acreditado con sus 11.53 millones de CEL el 5 % del consumo requerido al suministro básico de CFE en dicho año. Esto podría haber ocurrido sin necesidad de justificar proyectos de repotencialización posteriores al 2015 como lo establecen los lineamientos originales de 2014, acudir a nuevas subastas a largo plazo para el servicio básico u otros nuevos proyectos para la generación limpia.

Además, CFE habría tenido la posibilidad de vender sus excedentes en el MEM por un aproximado de 630,000 CEL en ese año, cantidad sumamente cercana a los 639,963 de CEL calculados que tendrían que aportar las nuevas centrales privadas instaladas en las zonas de estudio y que ya operan en el MEM. Se considera oportuno dicho ejercicio teórico retroactivo con el fin de dar seguimiento al tema para años posteriores, en caso de quedar vigente la modificación a los lineamientos.

He aquí otro descontento más de las centrales privadas que tenían contemplada la participación en este mercado, al percibir la devaluación de los CEL ante la sobreoferta de CFE. Con dicha medida también acusan el freno al uso de energías renovables por

asociar a los certificados como el único instrumento para la consecución del 35 % de la generación en 2024, uno de los objetivos de la transición energética.

Ante las amenazas del sector privado de proceder a la fuga de capitales en razón del argumento recurrente a la falta de incertidumbre en el mercado por las medidas administrativas, el actual gobierno mantiene su postura de aumentar la productividad de las centrales de CFE, mismas que representan la mayoría de la generación renovable gracias a sus plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nuclear, además de considerar que no existe legalmente ni una obligación para depender exclusivamente del mercado de CEL en los objetivos de la transición y que tampoco se están modificando los acuerdos de emisión y precio de compra de CEL de las centrales privadas ya autorizadas. El gobierno asegura que la aportación de los ingresos por ventas de excedentes de CEL permitiría a las subsidiarias de CFE invertir en tecnologías más eficientes, de manera que la CRE pudiera autorizar una tarifa menor para el suministro básico. En razón de la diversidad de fallos y jueces en los procesos recién interpuestos, habrá que darles seguimiento constante para determinar los posibles criterios jurisprudenciales sobre la aplicación o interpretación del acuerdo modificatorio.

Más allá de los conflictos y tensiones entre el gobierno y privados sobre el mercado de CEL es de reconocer su efectividad en la atracción de inversiones para el cumplimiento de obligaciones ambientales, aunque no sean ni la única ni la herramienta obligatoria para tal fin. Es una herramienta que al mismo tiempo sirve para crear un nuevo mercado basado en el uso de más fuentes limpias, mercado que por ahora no tiene Brasil, pues su sistema ya es más de un 85% libre de emisiones y no tiene las metas de transición fijadas por México de llegar a un 35 % de generación limpia.

Otro tema complejo que se ha constatado en esta investigación versa sobre las omisiones en las que se pueden presentar y aprobar las manifestaciones de impacto ambiental, lo que conlleva el desarrollo de proyectos de manera precipitada, sin contemplar realmente los efectos sobre la flora y la fauna del lugar. Cabe mencionar que la fabricación de las instalaciones conlleva un ciclo de vida no exenta de procesos contaminantes. Tal es el caso de del uso del acero para las torres eólicas o la fabricación de baterías de litio para la generación fotovoltaica.

Respecto a las zonas abordadas, diversos estudios ambientales han comprobado riesgos irreversibles a la alteración en los ecosistemas fluviales por el desvío de sedimentos y el flujo natural de su cauce por la instalación de represas hidroeléctricas, como el caso de Chiapas. Por su parte, las centrales eólicas y solares, además de su bajo factor de carga en razón de la intermitencia, requieren grandes extensiones territoriales para la generación a gran escala y que implican la deforestación de cientos de hectáreas. En algunos casos como las solares en la Península de Yucatán, se han autorizado en terrenos con secciones pertenecientes a reservas naturales. Resalta que un problema concurrente en las solares es la posibilidad de terminar con la vida silvestre que se acerque al lugar debido a las altas temperaturas producidas. Asimismo, el ruido de las eólicas ahuyenta el curso natural de las aves migratorias así como de los peces cuando se instalan cerca de zonas costeras, como el caso de San Dionisio del Mar, en el Istmo de Tehuantepec. Es por todo ello que resulta vital el estudio exhaustivo del impacto ambiental antes de su aprobación.

Esta clase de problemas no está exentos en Brasil, cuyo objetivo final de integrar las regiones amazónicas del norte al sistema nacional ya provechar su potencial hídrico genera manifestaciones de las comunidades originarias y ambientalistas ante posibles afectaciones a los ecosistemas donde está ubicado el proyecto.

La problemática ambiental tiene una relación sumamente cercana al cuarto aspecto estructural abordado en esta tesis: el social. Se aprecia una serie de manifestaciones en contra de los proyectos generadores por parte de las comunidades ubicadas en el territorio donde se planean instalar, en su mayoría conformadas por grupos originarios y campesinos. Los modos de subsistencia de estos grupos han dependido de los conocimientos ancestrales que les han sido heredados por generaciones, los cuales se relacionan estrechamente con la preservación del equilibrio ecológico. En general, las comunidades también perciben la falta de vinculación a los proyectos, a pesar de que en muchos casos se cuenta con la propiedad colectiva del terreno seleccionado. Como ejemplos de ello se encuentra la falta de una retribución que considere justa por el pago de la renta, de la contratación de sus individuos en la operación de las centrales, de descuentos en las tarifas del servicio o de la transferencia de conocimientos técnicos para la instalación de sus propios proyectos para fines de autoconsumo.

Tales inconformidades han llegado trascender en la cancelación y suspensión de los proyectos mediante Juicios de Amparo promovidos por las comunidades. En ellos se reclama la violación a los derechos de la consulta libre e informada y la libre determinación de los pueblos originarios consagrados en el convenio 169 de la OIT y el artículo 2 de la CPEUM. Estas quejas se han mantenido incluso con el gobierno actual, a pesar de su compromiso de respetar estos derechos.

Los ejemplos más significativos de estas protestas se encuentran la cancelación de la presa de Boca del Cerro y el abandono de los proyectos binacionales entre México y Guatemala para disponer de cuatro centrales hidroeléctricas a lo largo del río transfronterizo Usumacinta, debido a las inundaciones que pudieran provocar en el área de las comunidades y zonas arqueológicas ribereñas. Asimismo, en el istmo de Tehuantepec, es sumamente vasta la cantidad de protestas en torno a las centrales eólicas por la alteración del ecosistema, las tradiciones de los pueblos originarios y la percepción de estos grupos sobre los beneficios concentrados exclusivamente para las generadoras y las grandes empresas que contratan sus servicios, lo cual se observa en la cancelación del proyecto de San Dionisio del Mar y la suspensión de la central GunaaSicarú. En el caso de la Península de Yucatán se observan cerca de 40 proyectos solares y eólicos previstos, en los que sólo una décima parte aproximadamente ha entrado en operación, otra décima parte les fueron negados los permisos y el resto se encuentran pendiente de operación o incluso de autorización.

Estas manifestaciones también han ocurrido en los ríos Xingú, Madeira y otros proyectos de cooperación con Perú, donde también alegan la violación al derecho de consulta de los pueblos originarios y a la obligación de presentar una evaluación de impacto ambiental objetiva, con medidas apropiadas de mitigación ante posibles daños ambientales o inclusión a los proyectos energéticos. Si bien la cobertura en el acceso universal es casi total y mayor que en México, el descontento social se ve reforzado en que para un promedio del sector residencial, la tarifa cuesta 19 centavos de dólar frente a los 7 centavos de dólar cobrados en México. La ventaja en términos de competitividad en el precio también es mayor en el sector industrial mexicano con un promedio de 9 centavos de dólar por KWh frente a los 16 centavos de Brasil. En este caso es probable que las variables socioeconómicas negativas puedan pesar más que los beneficios en las variables tecnológicas, ambientales y estratégicas.

El segundo punto conclusivo tiene que ver con el impacto de México en la promoción de un mercado energético sostenible mesoamericano. Es de reconocer que el país ha mantenido interés y participación en una región identificada como “Mesoamérica”.

Desde mediados de la segunda mitad del siglo XX, México adoptó un mayor interés en la estabilidad política de la región compartida con Centroamérica y el Caribe, en razón de los conflictos armados suscitados en ese entonces y su posible repercusión en la frontera sur del país. Una vez conseguida la pacificación de los países vecinos del sur, México desarrolló una política de cooperación financiera basada en el otorgamiento de créditos, realización de proyectos de infraestructura y la venta de petróleo a precios preferenciales. De esta primera política regional destaca como antecedentes del tema el apoyo técnico para la electrificación de países como Nicaragua y Belice.

Posteriormente, México comenzó a fomentar desde la década de los 90 la ampliación de sus relaciones a un plano comercial. El acercamiento con los demás países de la región para abordar estos temas, sobre todo a través del MDCT, llegó al punto de contemplar la interconexión de infraestructura eléctrica para la expansión de sus actividades económicas. Si bien existe la opinión de que este tema tiene como trasfondo original los intereses geoestratégicos de EUA en el control y explotación de los recursos energéticos de la región, también es cierto que formar un espacio de integración semejante simboliza para México una oportunidad de mostrar la influencia que aún mantiene en las relaciones multilaterales con Latinoamérica, al menos en las subregiones de Centroamérica, el Caribe y de una forma subhegemónica, siempre que no entre en conflicto con los intereses de EUA.

Estos espacios se han materializado en proyectos impulsados por el gobierno mexicano en turno, primero a través del PPP, luego con su evolución al PIDM y recientemente con el PDI. El enfoque de este último pretende en su discurso abordar la interconexión desde un aspecto que contribuya a eliminar los fenómenos sociales de la desigualdad y la migración forzada, en vez de la mera explotación comercial. De cualquier forma, el interés de formar este acuerdo está relacionado también a los intereses del actual gobierno de EUA, sólo que en este caso tiene mayor énfasis atender las causas estructurales que provocan el aumento de migrantes hacia sus fronteras.

En el caso de Brasil, se aprecia trayectorias similares en su política regional con sus adaptaciones al contexto de América del Sur. Al igual que México, promovió una serie

de acuerdos y estrategias que lo fueron llevado a un espacio de integración donde pudiera explotar su potencial energético (marco regional IIRISA/COSIPLAN/UNAUUR, proceso de asociación MERCOSUR CAN). Brasil está en condiciones de imponer su carácter hegemónico en el sector eléctrico ya que prácticamente produce la mitad de la energía en Sudamérica. El peso de México en la generación regional también es absoluto pero la diferencia es que Brasil puede tener un mayor margen de actuación sin necesidad de entrar en conflicto directo a los intereses de EUA. Esto se observa con México en medidas ejecutivas sobre la compra de gas natural de EUA o sobre inversiones privadas que puedan causar problemas de interpretación del TLCAN en materia energética. En cierta forma la interconexión eléctrica de México puede ser viable siempre que, no le perjudique a EUA en sus intereses regionales. Esta condicionante es menos probable en un mercado regional donde de hecho capital brasileño y europeo compró gran parte de activos de ETN norteamericanas instaladas desde el siglo XIX.

La principal ventaja que México puede ofrecer para la integración de este espacio, de acuerdo a los elementos descritos por el regionalismo estratégico, es su alto potencial generador mediante energías renovables en el sureste del país, por ser el área más cercana al intercambio de electricidad con Centroamérica. Las centrales de CFE y las ETN ubicadas en las zonas de estudio equivalieron por su propia cuenta a casi dos tercios del total de potencia instalada en el SIEPAC, el mayor proyecto de integración eléctrica reconocido en el PIDM y el PDI, y más de la mitad en cuanto al ámbito de la generación. Cabe recordar que la propia CFE es accionista de la EPR del SIEPAC. La otra ventaja es la necesidad de cubrir parte de la demanda de los países vecinos, sobre todo de Belice y Guatemala, países con quienes ya mantiene interconexiones de sus sistemas eléctricos. También existe la intención de los miembros del PIDM de aumentar las inyecciones de electricidad al SIEPAC, a través de una nueva línea de transmisión que permita unir la subestación de Los Brillantes a La Vega, ambas en Guatemala, donde esta última significaría el ingreso de México al mercado regional.

Por el contrario, las limitantes de México en la promoción de un mercado mesoamericano tienen que ver con ciertos elementos estructurales tanto en el sureste de su territorio como de índole nacional que ya se han comentado. Mientras no se atiendan los problemas inmersos en la cadena productiva del sector eléctrico mexicano, sobre todo en la Península de Yucatán, por cuestiones de elevación de los costos por saturación en las líneas o el uso de fuentes contaminantes en periodos de alta demanda, los países

vecinos y el resto de miembros del SIEPAC mantendrán ciertas reservas en la importación continua de la energía. No obstante, esto último puede representar cierta oportunidad a México para la adquisición de energía desde Centroamérica a mejores precios, como se ha visto de 2017 a 2019 con las importaciones desde Guatemala. Lo anterior también puede representar riesgos a la seguridad y autosuficiencia energéticas del país, en caso de aumentar el nivel de dependencia de las importaciones.

Además, las diferencias que ha tenido el actual gobierno mexicano frente a los intereses de empresas atraídas por las disposiciones de la reforma de 2013 exponen la ausencia de una alianza entre ambos para la expansión del comercio regional, situación contraria a los elementos clásicos descritos por el regionalismo estratégico. Estas tensiones se ven en el sector brasileño, que habrá de considerar si buscar o no un papel más exportador en caso de avanzar su proceso de reforma y privatización. Dicho proceso podría desmantelar el sistema de optimización con tal de explotar la transmisión de excedentes debido a su alto potencial energético.

Es en este punto donde se hace hincapié que la dinámica de la interconexión de Brasil en Sudamérica ha sido sustancialmente distinta a la de México en Mesoamérica. En primer lugar, Brasil se ha visto en la necesidad de ser importador neto de energía, de manera que su principal incentivo es desarrollar nuevas conexiones en caso de que su oferta interna optimizada sea insuficiente para cubrir su demanda interna. Sus exportaciones, por el contrario son inexistentes frente a sus importaciones. Por este motivo, impone finalmente en la negociación que el socio de la interconexión se someta a las reglas de su sistema nacional sobre optimización de sus cuencas hidrológicas y sólo en la medida que la demanda lo requiera, dispondrá de sus conexiones, la cual sustenta en su mayoría gracias a la presa nacional Itaipú. Realmente, no ha existido interés en formar una autoridad regional que fije reglas de mercado y precios regionales más allá de los acuerdos bilaterales bajo el sistema de optimización de Brasil.

En todo caso, se aprecia un fenómeno interesante en México. La CFE solamente ha mantenido sus niveles de suministro a Belice, pero reducido en los últimos años sus exportaciones al mercado Guatemalteco. De hecho la exportación no representa un sector primordial en sus ingresos, los cuales equivalieron en 2018 sólo el 0.12%, si se considera incluso lo vendido en su frontera norte. Su lugar fue reemplazado por una central guatemalteca de Ciclo Combinado instalada en el norte de México, la cual procesa el gas natural de EUA, inyecta la energía a la RNT de CFE y esta misma cantidad se retira a

distribuidores en Guatemala en virtud de contratos firmes similares a los que tiene la EPE con el INDE. Aunque esta dinámica podría ser una muestra de ejemplo de la colaboración entre la empresa pública con una ETN para la exportación, la realidad es que ese modelo sustentado en la reforma de 2013 no representa un interés mayor para CFE dada la magnitud del mercado centroamericano, pese a las oportunidades de expandir las exportaciones a través de sus centrales generadoras, por lo que ha cedido ese protagonismo a la central instalada en Monterrey.

Otra limitante es la diferencia de capacidades de sus infraestructuras como el caso de las oscilaciones de potencia originados por la falta de sincronía entre los generados del sistema mexicano y el SIEPAC, lo que ha provocado restricciones al libre flujo de electricidad a través de la línea con Guatemala. Dicha cuestión podría solventarse con la conexión de una línea asíncrona entre las subestaciones de Los Brillantes y la Vega en Guatemala, como lo prevé el nuevo PDI, pero a costa de una elevada inversión de recursos técnicos y financieros. Estos problemas de oscilaciones se perciben incluso dentro de los integrantes del SIEPAC, de manera que la sincronización de todos los sistemas nacionales con el de México representa una tarea compleja. Es por ello que la interconexión regional de México se ha centrado principalmente en el mantenimiento de líneas con Belice y Guatemala, donde la operación comercial al resto del SIEPAC ha quedado pendiente a pesar de los compromisos declarados en las cumbres del MDCT y los objetivos fijados por el PPP-PIDM y el nuevo PDI.

La problemática de acceso de un mercado regional no la tiene Brasil ya que a este en primer lugar, tiene acceso a la mayoría de los países de Sudamérica sin necesidad de depender del acceso de un territorio previo, como el caso de Guatemala entre México y el resto de Centroamérica.

En segundo lugar, como se explicó, sólo le ha interesado que los otros mercados de la región se integren ocasionalmente a él, en especial uno. Actualmente importa el 4.6% de su consumo eléctrico y a su vez, cerca del 95% del mismo es obtenido por la compra de excedentes de Paraguay en la empresa estatal Binacional de Itaipú. La importancia estratégica de esta empresa para el gobierno de Brasil es tal que la misma seguiría siendo estatal aunque Eletrobras deje de administrarla por su privatización, excepción cuya importancia sólo se equipara a la continuación del manejo del Estado sobre la energía nuclear. El resto de interconexiones se basa en la compra que pudiera necesitar de energía eléctrica, energía hídrica bruta o gas natural de Argentina, Bolivia,

Uruguay y Venezuela. Una mención especial tiene la importancia del suministro del gas natural boliviano al equivaler el 3% de su generación nacional de electricidad.

El tercer y último punto conclusivo, se refiere al grado de aceptación de los demás miembros del PIDM en la participación de México en cuanto a la integración de un mercado energético sostenible. Este punto se refiere directamente a la relación que México mantiene con los dos países con quienes comparte líneas de interconexión bilaterales: Guatemala y Belice. Adicionalmente, es posible considerar el interés de otros países de Centroamérica en la adquisición de energía proveniente de México, como Honduras y El Salvador, en atención al nuevo PDI. Lo anterior tendría que ir acompañado del interés que tengan los importadores para adquirirla, siempre que el retiro en los centros de carga no se vean afectados, en primer lugar, por saturaciones en las líneas, o, en menor medida, por costos marginales fijados en México por tecnologías ineficientes.

Respecto a Belice, aunque en los últimos años sus empresas generadoras de energías limpiashan tenido mayor participación, actualmente importan más de una tercera parte de su consumo a CFE. Esta transacción es avalada por un contrato de exclusividad hasta el 2023. Mientras Belice no tenga una conexión con el norte de Guatemala o el SIEPAC, seguramente estará interesado en renovar el contrato con la EPE de México. La relación entre su distribuidora con la empresa mexicana prevé también el caso de las inyecciones de energías de Belice hacia México, aunque esto no ha sido posible por el momento, en gran medida por la falta de productividad de sus hidroeléctricas debido a la falta de lluvias. Estas razones demuestran que para Belice, México es por lo pronto el único socio en el comercio de electricidad, de modo que le interesa continuar dicha relación. Sin embargo, el retiro de energía enviada por CFE en casos en los que la empresa tiene que cobrar altos costos por saturación en las líneas o por el uso de fuentes ineficientes, obligan a Belice a promover la ampliación de su propio parque generativo y la búsqueda de nuevos socios comerciales, como Guatemala.

La relación de México con Guatemala es un tanto más compleja ya que este país también se desempeña como el principal exportador de los miembros del SIEPAC. Este país representó más de dos terceras partes de las exportaciones totales en ese mercado en 2017, 2018 y 2019 dirigidas en su mayoría hacia El Salvador. Su capacidad suministradora al mercado centroamericano se ha visto respaldada por las inyecciones que al mismo tiempo recibe de México, las cuales cubrieron más del 7% de su energía disponible esos años. Esto permitió a Guatemala exportar hacia el SIEPAC cerca del 17

% de lo equivalente a su energía disponible. Por otra parte, el aumento de las inyecciones a México se debe en gran medida a los momentos en que Guatemala ofrece precios más bajos para la transmisión frente a las fijadas en México, por la cuestión referida a la elevación de los costos por saturación y por uso de tecnologías ineficientes en este país.

El respaldo de las importaciones desde México, junto con la ampliación de su parque generativo, donde más del 60% se conforma por energías renovables, ha permitido a Guatemala aumentar hasta por dieciocho veces sus exportaciones hacia el SIEPAC en el periodo de 2010, una vez que entró en funciones la conexión binacional, a 2018. Estas prácticas han resultado sumamente favorables en su balanza energética, por lo que se puede deducir el interés que tiene este país en retener la relación comercial que con México. La necesidad de cubrir el crecimiento de su demanda máxima y del suministro a los sectores económicos de alto consumo refuerza la idea de continuar con las importaciones de México y al mismo tiempo aumentar su generación para fines de consumo interno y de exportación.

La cuestión donde Guatemala podría tener reservas al mayor ingreso de electricidad de México, sobre todo mediante la línea asíncrona retomada en el nuevo PDI, es en caso de que estas aumentaran hasta el punto de desplazarlo como el principal exportador del SIEPAC. También podría darse el caso de las inyecciones de energía de otros miembros del sistema centroamericano pudieran desplazar el reciente papel que ha tomado como exportador de energía hacia México. No obstante, esto último es poco probable debido al déficit de disponibilidad energética de estos países.

Respecto a los otros países contemplados en el nuevo PDI, El Salvador es el primer importador dentro del SIEPAC, al contar con alrededor de dos terceras partes de todas las compras realizadas en el sistema durante 2018 y 2019. Por su parte, Honduras fue el segundo importador de todas las compras realizadas dentro del SIEPAC, con un porcentaje cercano al 15 % en 2018, aunque este porcentaje bajó a 8.4% en 2019, pero que aún representa una oportunidad en la transmisión de energía desde México, ante el crecimiento de la demanda y en caso de no encontrarse disponible las inyecciones por parte de los demás miembros del SIEPAC. Quedaría pendiente la regulación regional y por país de los costos de transmisión que implicaría las exportaciones mexicanas a través de la línea asíncrona propuesta.

De la situación actual se desprende la preponderancia del uso del gas natural en la exportación de electricidad desde la central en Nuevo León, México, hacia la frontera sur. A pesar de su alto grado de productividad, es una fuente contaminante que contrasta con el mayor uso de energías renovables en el SIEPAC, las cuales representan más de dos terceras partes de potencia y de energía generada. Es así que la transmisión de electricidad desde México, reforzada también con el proyecto de la red de gasoductos planteada en el nuevo PDI desde el istmo de Tehuantepec hacia el triángulo Norte, podría implicar efectos contrarios a la integración energética sustentable, al menos desde el aspecto ambiental sobre emisiones de GEI. Llama la atención la promoción del gasoducto que atreviese del istmo mexicano al centroamericano, al tomar en cuenta lo expuesto sobre las renegociaciones para la instalación de gasoductos en México y garantizar el suministro en el sureste del país. Se tendrían que observar los términos de los contratos firmes o no firmes para el suministro del gas hacia Centroamérica con el fin de identificar qué problemáticas surgirían en caso de una eventual falta de abastecimiento de dicho insumo en el sureste mexicano.

Independientemente del aumento del uso de gas natural, tanto el proyecto de interconexión como el de la instalación de un gasoducto regional resultan idóneos cuanto a la diversificación de opciones de compraventa de electricidad en la región. Para ello, se reitera la necesidad de considerar los aspectos estructurales y estratégicos por los que los demás países además de México fijan sus tarifas, independientemente del precio por el que adquieren la energía importada.

Para el caso de Brasil, sus países vecinos están interesados en un mayor flujo de energía aunque estos se ven condicionados a las compras ocasionales bajo el actual sistema de optimización brasileño. La anulación de este sistema mediante el actual proceso de reforma puede atraer interés a posibles exportadores, importadores y otros agentes económicos en mercados abiertos de potencia y energía física. Si bien ha habido conflictos sobre el precio del gas boliviano o de la electricidad de Paraguay, estos problemas han sido superables entre sus gobiernos. También existe una recepción importante de Eletrobras como empresa constituida dentro de los mercados vecinos e incluso como competidora en países que son parte de una región en la que participa México, mientras que este país no explota el potencial de su compañía CFE como empresa operable dentro del territorio del SIEPAC.

Una vez expuestos los puntos conclusivos de esta tesis, queda pendiente pronunciarse sobre la hipótesis planteada en el primer capítulo, es decir: “la mayor producción de electricidad sobre la base de energías renovables de México y su integración energética regional beneficiará el comercio, el equilibrio ecológico, el impacto social, la capacidad tecnológica y su fortalecimiento político y económico regional”.

En primer lugar, es falso que la mayor producción de electricidad sobre la base de energías renovables, por sí sola, puedan beneficiar conjuntamente el comercio, el equilibrio ecológico, el impacto social y la capacidad tecnológica de México. A pesar del auge en el uso de estas en las zonas de estudio, se aprecian diversas problemáticas en cada uno de los cuatro aspectos, según la concepción del pensamiento neoestructuralista. La promoción de estas energías tendrá que acompañarse de políticas que atiendan la eficiencia en la cadena productiva de todo el sector eléctrico, exista una redistribución más equitativa de los beneficios económicos obtenidos, se estudie exhaustivamente el impacto ambiental y se respeten los derechos de los pueblos inmersos en el proyecto de generación renovable en específico.

En Brasil también se observa una situación similar en tanto que la generación renovable sí aporta un sistema productivo libre de más emisiones de GEI, con acceso casi total de la población. Pero también existen demasiadas pérdidas en la transmisión, tarifa es de dos a tres veces más cara que al de México, su sistema es menos productivo y sus obras de infraestructura también son objeto de problemáticas socioambientales.

Por otro lado, la mayor producción de fuentes renovables por parte de México tampoco determina de forma aislada su fortalecimiento político y económico en la región. En un principio, de acuerdo a los elementos concebidos por el regionalismo estratégico, para el fortalecimiento político se observa en los compromisos asumidos en el MCDT una promoción activa por parte de México en el uso de energías renovables. Para el fortalecimiento económico, se estima que también existe un sector nacional que cuenta con el potencial suficiente para expandir sus inyecciones de electricidad ante el aumento de la demanda observado en el mercado centroamericano.

Sin embargo, tendría que lograrse un mayor uso de energías limpias como las utilizadas en el Sureste del país frente a una menor utilización de energía emisora de GEI para generar excedentes transmisibles a Centroamérica sin comprometer el suministro nacional. Esto ha quedado pendiente debido a las diferencias entre el sector público y

privado respecto a la reforma de 2013, las problemáticas expuestas en las distintas etapas productivas del sector en México, el predominio de la central procesadora de gas natural en Nuevo León en las exportaciones a Guatemala, al igual que de CFE en las inyecciones de Belice mediante insumos más contaminantes como el combustóleo o el diésel. Asimismo, es necesario que la interconexión trascienda más allá de Guatemala y Belice, para poder observar una plena interacción comercial con el mercado regional.

Con Brasil, su mercado regional se reduce a la complementación de energía para cubrir su demanda máxima bajo el sistema de optimización, de manera que más del 90 % de la energía suele cubrirse con la compra de excedentes de Paraguay en la hidroeléctrica Binacional de Iguazú. En menor medida, ocupará el acceso de más agua, o gas natural de sus otros vecinos, por lo que bajo este sistema, no tiene mayor interés en formar un mercado regional, a pesar de que el comercio que el mantiene con sus vecinos es prácticamente en su totalidad gracias a energías renovables. Esta dinámica puede cambiar siempre que finalice el proceso actual de reforma del sector eléctrico brasileño y se elimine el sistema de optimización. En este caso la integración regional puede tener mayor impacto, positivo o negativo, en su fortalecimiento político y económico ya que existe una base de conexiones binacionales que contribuyen en la expectativa de mayores flujos de energía.

En atención a lo anterior, también es falso que la integración energética regional pueda beneficiar por sí misma el comercio, el equilibrio ecológico, la capacidad tecnológica y el impacto social de manera conjunta. Por un lado, se considera que en esta tesis se ha demostrado que las inyecciones a Centroamérica se han realizado principalmente a través de fuentes emisoras de GEI, sobre todo la procesadora privada de gas natural Energía del Caribe instalada en Nuevo León en años recientes. Esta empresa ha quedado prácticamente como la protagonista dominante en las exportaciones hacia Guatemala, en gran medida por las facilidades otorgada por la reforma de 2013 y por la limitación de las exportaciones de CFE a un mercado de mucha menor magnitud como es el de Belice, el cual ejerce a través de insumos incluso más contaminantes.

Esta dinámica también se refleja en la falta de inversiones por parte de CFE para instalar nuevas centrales eficientes o repotenciar las existentes dentro de las zonas de estudio, con el fin de reducir la tarifa del servicio eléctrico o que genere nuevos proyectos energéticos con inclusión social en el sureste de México. La empresa Energía del Caribe,

a pesar de su creciente participación en el mercado de exportación y por ende un favorecimiento comercial particular, tampoco ha desarrollado otros proyectos que, por medio de la interconexión con Guatemala, aporten beneficios a los otros aspectos estructurales en el país. Asimismo, mientras que Belice no pueda generar excedentes para inyección a México, Guatemala se mantiene como el único exportador cuyas inyecciones mediante energías limpias pudieran contribuir al menos en la reducción de la tarifa en México cuando los costos en el mercado nacional sean fijados por tecnologías más contaminantes. Esta limitación se ve potencializada ante la falta de infraestructura para la transmisión eléctrica entre México y el resto de la región.

Respecto a Brasil, la integración regional sí le ha permitido un impacto positivo en las variables tecnológicas, económicas y ambientales al basar desde los años setenta la mayor parte de sus transacciones internacionales en la compra de energía renovable y con alto factor de carga como la hidroeléctrica. Sin embargo, nuevos proyectos de integración regional como los contemplados en Perú también producen tensiones por manifestaciones ante impactos socioambientales negativos o consenso en la negociación sobre distribución de beneficios. Más allá de cualquier problema a suscitarse, es incuestionable el alto interés por nuevos proyectos en la medida que el sistema de optimización de Brasil flexibilice sus límites en la participación de mercados regionales, dado el potencial de su consumo y de aprovechamiento de fuentes energéticas limpias.

Tampoco es posible afirmar del todo que la integración energética beneficiaría el fortalecimiento político y económico de México en la región, aunque se considera que esta aseveración tiene un mayor grado de posibilidad, en comparación a los otros supuestos desprendidos de la hipótesis planteada. En cuanto al aspecto político, es claro que México ha promovido en gran medida la inclusión del tema energético en la agenda de integración regional, tema que ha sido de interés por parte de los demás países integrantes del PPP-PIDM y del nuevo PDI. De concretarse este objetivo permitiría a México reforzar su vocación como líder de la seguridad y diversificación energética a nivel regional, respaldada por su alto potencial generador mediante distintas fuentes, incluidas las renovables. En cuanto al económico, es evidente que el aprovechamiento de todo su potencial exportador le generaría mayores ingresos hasta tener un peso considerable dentro del mercado centroamericano, más allá del que ya representa para Guatemala y Belice. Por otra parte, el alto crecimiento de su demanda puede atraer a países de

Centroamérica interesados en inyectar energía a su mercado, en casos de que la tarifa en el suministro nacional se vea comprometido por el uso de fuentes contaminantes.

Para Brasil también es posible a priori, en tanto que exista interés de sus demás socios en adaptarse a sus actuales reglas del mercado. En ese aspecto, la imposición del sistema de optimización de cuencas de Brasil influye en su fortalecimiento político regional aunque su fortalecimiento económico podría ver más aprovechado si se exploran los beneficios de un mercado regional mayorista.

No obstante, las restricciones en el plano político para México respecto a la integración energética regional pueden tener lugar en tanto que no se obtengan los recursos económicos, humanos y técnicos necesarios para concretar la línea asíncrona y el sistema de gasoductos hacia el resto del SIEPAC o se contravengan los intereses de ETN y gobiernos provenientes de otros países con intereses en la región, como EUA, de Asia o integrantes de la Unión Europea. Respecto a las restricciones económicas, los desacuerdos entre las entidades públicas y privadas en México sobre el funcionamiento del sector eléctrico, siempre que no sean reconciliables, obstaculizarán una alianza estratégica que les permita expandir sus exportaciones al mercado centroamericano. Por otro lado, en la medida que el sureste de México no sea capaz de cubrir su demanda mediante centrales eficientes, se arriesgará a una mayor dependencia a las inyecciones del SIEPAC, sobre todo de Guatemala.

Las restricciones políticas de Brasil se encaminan más a los desacuerdos con otras potencias energéticas de Sudamérica por la imposición de sus fuentes renovables en la comercialización regional, como los biocombustibles frente a los hidrocarburos. Otro motivo de limitante que pudiera existir al liderazgo político regional de Brasil son los constantes desacuerdos con sus vecinos sobre precio a pagar por la electricidad o gas natural lo que despierte las sospechas de países como Venezuela, Paraguay o Argentina de la falta de equidad en los beneficios de la interconexión. Por su parte, la restricción más fuerte al fortalecimiento económico de Brasil en la región mediante la integración es su propia naturaleza importadora, al depender aproximadamente un 4% de su consumo de electricidad de Paraguay y otro 3% por medio de gas de Bolivia. En caso de pasar del mercado de optimización a uno mayorista sin una base exportadora, la integración regional de Brasil podría llevarlo a una sobredependencia de importaciones.

De manera sintetizada se puede concluir que ninguna de las dos variables independientes (la mayor producción de energías renovables y la integración energética), ya sean en forma aislada o conjunta, garantizan beneficios equilibrados entre las seis variables dependientes (los cuatro aspectos estructurales y el fortalecimiento político y económico de México en la región). Por todo lo expuesto en este trabajo, se observa que las variables que han tenido mayores resultados positivos son el aspecto ambiental debido a una menor emisión de GEI, el aspecto comercial a favor de los propietarios privados de las centrales eólicas y solares en el sureste, así como el fortalecimiento económico de México en la región aunque recientemente ha sido posible gracias a la central privada de ciclo combinado en el norte del país. Queda pendiente una política energética que le permita al Estado mexicano garantizar mayores ingresos para invertir en tecnologías más eficientes dentro de su parque generativo, que se respeten los derechos sociales y ambientales de las comunidades inmersas en los proyectos y una plena interconexión con Centroamérica que garantice el flujo de energía de manera sostenible.

En el caso de la integración de Brasil con América del sur, las variables dependientes más beneficiadas son la política, tecnológica y ambiental. Es de resaltar la sustentabilidad del sistema eléctrico de Brasil, incluidos las interconexiones binacionales sometidas bajo sus reglas de optimización. Este es capaz de mantenerse mediante un 85% de energías renovables cuyo total equivale al doble de producción, consumo y población de México, pero además emite ligeramente menos GEI y tienen una mayor cobertura de población que este país. Se aprecian beneficios comerciales por la diversidad de competencia que existe en toda la cadena productiva brasileña pero a costa de una tarifa de tres a dos veces más alta que la de México, situación que acompaña a variables socioambientales de descontento surgidas por la instalación de proyectos renovables que afectan la sostenibilidad de la integración regional, al igual que en Mesoamérica. Una variable tecnológica negativa de Brasil es su alto índice de 17% de pérdidas en el sistema eléctrico, por encima del 11 % de México. Por último, la variable económica regional se verá afectada en la medida en que la optimización impuesta por Brasil se flexibilice a la entrada de nuevos nodos de inyección y distribución desde sistemas extranjeros.

FUENTES DE CONSULTA

Legislación nacional

- Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Ley de Aguas Nacionales
- Ley de Amparo, reglamentaria de los artículos 103 y 107 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley de Cooperación Internacional para el Desarrollo
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad, México.
- Ley Federal de Austeridad Republicana.
- Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
- Ley Federal de Responsabilidades de los Servidores Públicos
- Ley General de Electricidad de Guatemala
- Ley General del Cambio Climático
- Ley General del Desarrollo Forestal Sustentable
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
- Ley General de Responsabilidades Administrativas
- Ley de Hidrocarburos.
- Ley de Industria Eléctrica, México.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley de Transición Energética, México.
- Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica, México.
- Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
- Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica, México.

Normativa regional

- Primer Protocolo al Tratado Marco Eléctrico de América Central, aprobado el 11 de julio de 1997, en la ciudad de Panamá, Panamá.
- Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, aprobado el 15 de diciembre de 2005 en la ciudad de Panamá, Panamá.
- Segundo Protocolo al Tratado Marco Eléctrico de América Central, aprobado el 10 de abril de 2007 en la ciudad de Campeche, México.
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, aprobado el 30 de diciembre de 1996, en la ciudad de Guatemala, Guatemala.
- Versión actualizada del Reglamento del Mercado Eléctrico al 1 de enero de 2019. Recuperado el 27 de marzo de 2019 de <https://www.enteoperador.org/marco-regulatorio/regulacion-regional/rmer/>

Normativa extrarregional

- Acuerdo de asociación económica, concertación política y cooperación entre la Comunidad Europea y sus Estados miembros, por una parte, y los Estados Unidos Mexicanos, por otra, suscrito el 8 de diciembre de 1997. Recuperado el 11 de octubre de 2019 de http://www.sice.oas.org/TPD/MEX_EU/Negotiations/Global_s.pdf y de http://www.sice.oas.org/TPD/MEX_EU/MEX_EU_s.ASP

- Acuerdo para el Fortalecimiento de la Asociación Económica entre los Estados Unidos Mexicanos y el Japón suscrito el 17 de septiembre de 2004. Recuperado el 11 de octubre de 2019 de http://www.sice.oas.org/Trade/MEX_JPN_s/Agreement_s.pdf y de http://www.sice.oas.org/TPD/MEX_JPN/MEX_JPN_s.ASP
- Acuerdo entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de la República Popular China para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones suscrito el 11 de julio de 2008. Recuperado el 11 de octubre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/2288/SE_China_esp-firma.pdf y de <https://aplicaciones.sre.gob.mx/tratados/ARCHIVOS/CHINA-APPRI.pdf>

Resoluciones jurisdiccionales nacionales

- Sentencia de 25 de abril de 2002 que resuelve la Controversia Constitucional 22/2001. Recuperado el 22 de julio de 2019 de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/controv.htm>
- Sentencia de 12 de abril de 2005 que resuelve la Controversia Constitucional 61/2004. Recuperado el 22 de julio de 2019 de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/controv.htm>
- Sentencia de 15 de enero de 2008 que resuelve la Controversia Constitucional 74/2005. Recuperado el 22 de julio de 2019 de <http://www2.scjn.gob.mx/ConsultaTematica/PaginasPub/DetallePub.aspx?AsuntoID=78763>
- Tesis aislada de Amparo en revisión 1334/98. Manuel Camacho Solís. 9 de septiembre de 1999. Once votos. Ponente: Mariano Azuela Güitrón. Secretario: Humberto Suárez Camacho. Recuperado el 23 de julio de 2019 de <http://sjf.scjn.gob.mx/sjfsist/Documentos/Tesis/193/193249.pdf>
- Tesis aislada de Amparo en revisión 186/2008. Centro Empresarial de Jalisco, Sindicato Patronal. 29 de septiembre de 2008. Mayoría de seis votos. Ausente: Mariano Azuela Güitrón. Disidentes: Margarita Beatriz Luna Ramos, José Fernando Franco González Salas, José de Jesús Gudiño Pelayo y Sergio A. Valls Hernández. Ponente: José Ramón Cossío Díaz. Secretario: Roberto Lara Chagoyán. Recuperado el 23 de julio de 2019 de <http://sjf.scjn.gob.mx/SJFSist/Documentos/Tesis/165/165708.pdf>
- Tesis de jurisprudencia 2a./J 3/2014 (10a.). “CONTROL DE CONSTITUCIONALIDAD. NO PUEDE REALIZARSE RESPECTO DE LOS PRECEPTOS DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS” aprobada por la Segunda Sala de este Alto Tribunal, en sesión privada del quince de enero de dos mil catorce. Recuperado el 10 de octubre de 2019 de <https://sjf.scjn.gob.mx/sjfsist/Documentos/Tesis/2005/2005466.pdf>

Resoluciones y documentos administrativos nacionales

- Acuerdo Núm. A/032/2018 por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica el Anexo B del Acuerdo A/017/2018, relativo a las tarifas finales del suministro básico, para el periodo de septiembre a diciembre de 2018, emitido el 13 de septiembre de 2018. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>

- Acuerdo Núm. A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017 por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018. Recuperado el 20 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1990 por el que se crea la Comisión Mexicana para la Cooperación con Centroamérica y la reforma a sus artículos PRIMERO; SEGUNDO, fracciones I a III; TERCERO y SEXTO, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de septiembre de 1994.
- Acuerdo Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de enero de 2016 por el que se emiten los Términos para la estricta separación legal de Comisión Federal de Electricidad. Recuperado el 8 de marzo de 2019 de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016
- Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de diciembre de 2017 por el que se emite el Manual de Importaciones y Exportaciones Recuperado el 29 de octubre de 2019 de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507345&fecha=11/12/2017&print=true
- Acuerdo Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de octubre de 2019, por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019
- Aviso de Cancelación del Concurso Abierto No. CFE-0036-CASOA-0001-2018 publicado en DOF el 5 de febrero de 2019 para la licitación del Proyecto 303 LT. Recuperado el 8 de febrero de 2019 de http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5549643
- Bases del Mercado Eléctrico publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015. Recuperado el 3 de marzo de 2018 de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/BasesMercado/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Acdo%20Sener%20DOF%202015%2009%2008.pdf>
- Decreto publicado el 11 de octubre de 2009 en el Diario Oficial de la Federación por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro. Recuperado el 3 de marzo de 2019 de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5114004&fecha=11/10/2009
- Decreto publicado el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Recuperado el 4 de noviembre de 2018 de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
- Decreto publicado el 24 de junio de 2019 en el Diario Oficial de la Federación por el que se reforma el Decreto por el que se establece la Estrategia de Cooperación Financiera para países de Mesoamérica y el Caribe, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de diciembre del 2011. Recuperado el 20 de abril de 2020 de

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5563896&fecha=24/06/2019&print=true

- Dictamen emitido el 16 de enero de 2018 sobre la Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 16-6-90TVV-02-0492 492-DE realizada por la Auditoría Superior de la Federación a la Cámara de Diputados respecto al Informe Individual del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2016. Recuperado el 2 de febrero de 2020 de https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2016ii/Documentos/Auditorias/2016_0492_a.pdf
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Calificados S.A de C.V.: 2018-4-90009-19-0513-2019, 513-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Corporativo: 2018-6-90UJB-07-0501-2019, 501-DE, realizado por la Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución: 2018-6-90UHI-07-0486-2019, 486-DE, realizado por la Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I: 2018-6-90UHN-07-0487-2019, 487-DE, realizado por la Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV: 2018-6-90UIC-07-0493-2019, 493-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V: 2018-6-90UIH-07-0495-2019, 495-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI: 2018-6-90UIM-07-0497-

- 2019, 497-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
- Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos: 2018-6-90UIR-07-0498-2019, 498-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
 - Entrega de Informes Individuales de la Auditoría superior de la Federación a la Cámara de Diputados sobre sobre la Fiscalización Superior de la Cuenta pública de 2018, presentados en junio y octubre de 2019. Auditoría de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión: 2018-6-90UIW-07-0499-2019, 499-DE. Auditoría Superior de la Federación. Recuperado el 19 de enero de 2020 de <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/index.html#0>
 - Fallos por los que se dan a conocer los proyectos ganadores en la primera y segunda subasta a largo plazo para el suministro básico emitidos por el Centro Nacional De Control de Energía el 31 de marzo y 28 de septiembre de 2016. Recuperado el 29 de enero de 2019 de <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>
 - Glosario de Términos de Electricidad del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía de México, sin fecha. Recuperado el 7 de febrero de 2019 de http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf
 - Informe Anual de la Comisión Federal de Electricidad de 2017. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/InformeAnual2017_CFE_vF-031018.pdf
 - Informe Anual de la Comisión Federal de Electricidad de 2018. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf
 - Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados en el Diario Oficial de la Federación, el 31 de octubre de 2014. Recuperado el 7 de agosto de 2019 de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
 - Manifestación de Impacto Ambiental – Regional del Proyecto Hidroeléctrico Chicoasén II realizado en 2011 por la Comisión Federal de Electricidad con el apoyo de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas. Recuperado el 2 de agosto de 2019 de <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgiraDocs/documentos/chis/estudios/2011/07CH2011E0006.pdf>
 - Manual del Mercado para el Balance de Potencia, publicado en el DOF el 14 de septiembre de 2016. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n475.pdf>
 - Manual de Organización General de la Comisión Federal de Electricidad elaborado el 7 de diciembre de 2017 por la dirección general de la Comisión Federal de Electricidad.
 - Ofertas de compras de subastas a largo plazo de 2015, 2016 y 2017 aceptadas por el Suministrador de servicios Básicos en México. Recuperados el 3 de febrero

de 2020 de
<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>

- Oficio SE-300/123509/2018 de 27 de noviembre de 2018 que envía la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad Suministros Básicos referente a la determinación del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico para el mes de diciembre de 2018. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Oficio SE-300/126222/2018 de 27 de diciembre de 2018 que envía la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad Suministros Básicos referente a la determinación del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico para el mes de enero de 2019. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Oficio SE-300/123381/2019 de 29 de noviembre de 2019 que envía la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad Suministros Básicos referente a la determinación del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico para el mes de diciembre de 2019. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Oficio SE-300/126695/2019 de 18 de diciembre de 2019 que envía la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad Suministros Básicos referente a la determinación del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico para el mes de enero de 2020. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Oficio SE-300/80948/2020 de 31 de agosto de 2020 que envía la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad Suministros Básicos referente a la determinación del cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico para el mes de septiembre de 2020. Recuperado el 4 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
- Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de https://www.snieg.mx/contenidos/espanol/normatividad/MarcoJuridico/PND_2013-2018.pdf
- Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024. Recuperado el 15 de octubre de 2019 de <http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/64/2019/abr/20190430-XVIII-1.pdf>
- Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2018 de los Estados Unidos Mexicanos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2018. Recuperado el 27 de enero de 2020 de https://www.transparenciapresupuestaria.gob.mx/work/models/PTP/Presupuesto/DecretosPEF/Decreto_PEF_2018.pdf
- Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2019 de los Estados Unidos Mexicanos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2018. Recuperado el 27 de enero de 2020 de <http://www.imss.gob.mx/sites/all/statics/pdf/leyes/4505.pdf>
- Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2020 de los Estados Unidos Mexicanos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de

diciembre de 2019. Recuperado el 12 de mayo de 2020 de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/PEF_2020_111219.pdf

- Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 - 2033. Publicado por el Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el 3 de agosto de 2019 de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf>
- Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2019 – 2033. Publicado por CFE Distribución, en 2019. Recuperado el 20 de diciembre de 2019 de <https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAMdelasRGD%202019-2033.pdf>
- Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no Correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 - 2033. Publicado por la secretaría de Energía en 2019. Recuperado el 20 de diciembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475506/PRODESEN_IX.pdf
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. Recuperado el 25 de septiembre de 2019 de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 - 2033. Recuperado el 3 de septiembre de 2019 de <https://www.gob.mx/sener/documentos/prodesen-2019-2033>
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020 - 2034. Recuperado el 20 de agosto de 2021 de <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>
- Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2019 – 2033. Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el 30 de noviembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475498/PRODESEN_VII.pdf
- Programas y Proyectos de Inversión previstos en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.pef.hacienda.gob.mx/work/models/PEF2019/docs/53/r53_tvv_pie.pdf
- Publicación del 29 de enero de 2018 en el Diario Oficial de la Federación sobre la actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018. Recuperado el 3 de enero de 2019 de https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511619&fecha=29/01/2018
- Publicación del 27 de septiembre de 2018 de la Gaceta Ecológica de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales con clave DGIRA/050/18. Recuperado el 3 de noviembre de 2019 de http://sinat.semarnat.gob.mx/Gacetas/archivos2018/gaceta_50-18.pdf
- Publicación del 4 de octubre de 2018 de la Gaceta Ecológica de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales con clave DGIRA/052/18. Recuperado el 3 de noviembre de 2019 de http://sinat.semarnat.gob.mx/Gacetas/archivos2018/gaceta_52-18.pdf

- Publicación del 11 de julio de 2019 de la Gaceta Ecológica de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales con clave DGIRA/037/19. Recuperado el 3 de noviembre de 2019 de http://sinat.semarnat.gob.mx/Gacetas/archivos2019/gaceta_37-19.pdf
- Publicación del 22 de enero de 2019 en el Diario Oficial de la Federación sobre la actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2019 y hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. Recuperado el 6 de enero de 2020 de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5548526&fecha=22/01/2019
- Publicación del 25 de noviembre de 2019 en el DOF sobre los Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión federal de Electricidad. Recuperado el 5 de diciembre de 2019 de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5579715&fecha=25/11/2019
- Publicación del 20 de enero de 2020 en el Diario Oficial de la Federación sobre la actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero al 31 de diciembre del 2020 y hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. Recuperado el 12 de febrero de 2020 de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5584400&fecha=20/01/2020
- Reporte Anual de 2017 de la Comisión Federal de Electricidad, publicado en 2018. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/infoanua17.pdf
- Reporte Anual de 2018 de la Comisión Federal de Electricidad, publicado en 2018. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/reporte_anual/Informe%20Anual%20BOLSA%202018.pdf
- Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018 presentado por Esta International LLC, S.A. de C.V., Monitor Independiente del Mercado, Ciudad de México. Recuperado el 4 de diciembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497897/Reporte_Anuual_2018_del_Monitor_Independiente_del_Mercado_compressed.pdf
- Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 presentado por Esta International LLC, S.A. de C.V., Monitor Independiente del Mercado, Ciudad de México. Recuperado el 19 de octubre de 2020 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anuual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf

Resoluciones administrativas regionales

- Acta que institucionaliza en Mecanismo del Plan Puebla – Panamá, acordada en la VI Cumbre Del Mecanismo De Diálogo y Concertación De Tuxtla. Recuperado el 27 de marzo de 2020 de https://www.sciencespo.fr/opalc/sites/sciencespo.fr.opalc/files/PPP_0.pdf
- Declaración de la I Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, México, el 10 y 11 de enero de 1991. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la II Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de San José, Costa Rica, el 16 de febrero de 1996. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la III Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de San Salvador, El Salvador, el 17 de julio de 1998. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la IV Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Guatemala, Guatemala, el 25 de agosto de 2000. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la Cumbre Extraordinaria del MCDT celebrada en la ciudad de San Salvador, El Salvador el 15 de junio de 2001. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la V Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Mérida, Mexico, el 27 y 28 de junio de 2002. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la VI Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Managua, Nicaragua, el 25 de marzo de 2004. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la VII Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Tegucigalpa, Honduras, el 29 de junio de 2005. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la VIII Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Panamá, Panamá, el 11 de julio de 2006. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la II Cumbre Extraordinaria del MCDT celebrada en la ciudad de Campeche, México, el 10 de abril de 2007. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la IX Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de San Pedro, Belice, el 29 de junio de 2007. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la X Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Villahermosa, México, el 28 de junio de 2008. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la XI Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Guanacaste, Costa Rica, el 27, 28 y 29 de julio de 2009. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la XII Cumbre de MDCT celebrada en la ciudad de Cartagena de Indias, Colombia, el 26 de octubre de 2010. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>
- Declaración de la XIII Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Mérida, México, el 5 de diciembre de 2011. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>

- Declaración y Anexo de la XV Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de Antigua, Guatemala, el 26 de junio de 2015. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.sela.org/es/cumbres-regionales/tuxtla/cumbres/>; <http://www.proyectomesoamerica.org/images/Anexos/CumbreMe.Tuxtla/Declaracion-XV-Cumbre-de-Tuxtla-FINAL-26062015.pdf>; y http://proyectomesoamerica.org/images/Anexos/CumbreMe.Tuxtla/Anexo-a-la-declaracion-de-Tuxtla-VERSINFINAL_limpia.pdf
- Declaración de la XVI Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de San José, Costa Rica, el 29 de marzo de 2017. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.proyectomesoamerica.org/images/Publicaciones/Cumbres-Mecanismos-Tuxtla/Declaracion-Politica-de-San-Jos-y-Resoluciones-Sectoriales-XVI-Cumbre-de-Tuxtla.pdf>
- Declaración de la XVII Cumbre del MDCT celebrada en la ciudad de San Pedro Sula los días 22 y 23 de agosto de 2019. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de <http://www.proyectomesoamerica.org/images/Publicaciones/Cumbres-Mecanismos-Tuxtla/Declaracion-de-San-Pedro-Sula-XVII-Cumbre-de-Tuxtla-2019.pdf>
- Invitación de fecha 24 de noviembre de 2017 del Secretario Ejecutivo del Consejo Director del MER, Edgardo Alfredo Calderón, dirigida al Subsecretario de electricidad de México en turno, César Emiliano Hernández Ochoa, para designar funcionarios que participen en el Taller de Arranque de la Consultoría “Diseño General de Mercado Eléctrico México – SIEPAC”, llevado el 14 de diciembre de 2017 en la ciudad de Panamá. Recuperado el 27 de octubre de 2019 de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/Informes/2017/CORPORATIVO/4T/Archivo%20134.pdf>

Documentos emitidos por autoridades y otras entidades internacionales o de países extranjeros

- Balance Energético Nacional de la Empresa de Investigación energética (Empresa de Pesquisa Energética), 2019. Recuperado el 6 de mayo de 2021 de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>
- Balance Energético Nacional de la Empresa de Investigación energética (Empresa de Pesquisa Energética), 2020. Recuperado el 6 de mayo de 2021 de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>
- Belize Electricity Limited Annual Report, 2017. Recuperado el 23 de febrero de 2019 de http://www.bel.com.bz/annual_reports/Annual%20Report%202017.pdf
- Belize Electricity Limited Annual Report, 2018. Recuperado el 23 de febrero de 2019 de http://www.bel.com.bz/annual_reports/Annual%20Report%202018.pdf
- Belize Electricity Limited Annual Report, 2019. Recuperado el 15 de octubre de 2020 de http://www.bel.com.bz/annual_reports/Annual%20Report%202019.pdf
- Declaración de Estocolmo sobre el Medio Ambiente Humano. Proclamado por la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano, en Estocolmo, Suecia, el 16 de junio de 1972. Recuperado el 18 de mayo de 2021 de <http://siga.jalisco.gob.mx/assets/documentos/normatividad/declaracionestocolmo.htm>

- Informe Estadístico de 2017 del Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala. Recuperado el 23 de febrero de 2020 de https://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2017/INFEST20170101_01.pdf
- Informe Estadístico de 2018 del Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala. Recuperado el 23 de febrero de 2020 de https://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2018/INFEST20180101_01.pdf
- Informe Estadístico de 2019 del Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala. Recuperado el 19 de octubre de 2020 de https://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2019/INFEST20190101_01.pdf
- Informe General. Antecedentes, estado actual y perspectivas del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) emitido por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. en enero de 2014. Recuperado el 4 de marzo de 2020 de http://www.eprsiepac.com/pdf/informe_general_linea_siepac_dic13.pdf
- Oficio dirigido por la compañía Fortis, INC. A al Gobierno de Belice el 13 de junio de 2011. Recuperado el 23 de febrero de 2020 de [https://www.fortisinc.com/news-and-media/details/fortis-government-of-belize-announces-intent-to-acquire-control-of-belize-electricity-limited-\(-bel-\)](https://www.fortisinc.com/news-and-media/details/fortis-government-of-belize-announces-intent-to-acquire-control-of-belize-electricity-limited-(-bel-))
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, (1994), *Informe Sobre Desarrollo Humano 1994*, Fondo de Cultura Económica, S. A. de C. V., Ciudad de México. Recuperado el 12 de febrero de 2019 de http://hdr.undp.org/sites/default/files/hdr_1994_es_completo_nostats.pdf
- Relatorio de Síntesis del Balance Energético Nacional de la Empresa de Investigación energética (*Empresa de Pesquisa Energética*), 2019. Recuperado el 6 de mayo de 2021 de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>

Portal electrónico de diversas instituciones

- Base electrónica de datos macro del periódico *Expansión*. Recuperado el 25 de agosto de <https://datosmacro.expansion.com/demografia/>;
- Calculadora de Inflación del Índice Nacional de Precios al Consumidor disponible en el portal del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Recuperado el 15 de enero de 2019 de <https://www.inegi.org.mx/app/indicesdeprecios/CalculadoraInflacion.aspx>
- Convertidor de Unidades del Sistema de Información Estadística de la Secretaría de Energía, sin fecha de publicación. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=convertidor>
- Ficha sobre sector energético del Proyecto de Integración y Desarrollo Mesoamérica, sin fecha de publicación. Presentación disponible en el portal del Ministerio de Relaciones Exteriores de Guatemala. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de <https://www.minex.gob.gt/Uploads/Ficha-Energia.pdf>
- Ficha Técnica de la Comisión Federal de Electricidad, sin fecha de publicación. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <http://aplicaciones.cfe.gob.mx/tm/fichas/ES/FTSureste2y3ES.pdf>
- Ficha técnica de Proyecto de hidroeléctricas Santo Antônio y Jirau, portal electrónico del COSIPLAN. Recuperado el 29 de julio de 2021 de http://www.cosiplan.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=334 Portal electrónico del ONS. Recuperado el 24 de agosto de 2021 de

http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx

- Geovisualizador elaborado por Environmental Justice Atlas, púltimas actualizaciones varían entre mayo 2019 a marzo de 2020, enlace electrónico disponible en <https://ejatlas.org/>
- Geovisualizador elaborado por Geocomunes en colaboración con el Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible, A. C sobre Proyectos de infraestructura eléctrica en la Península de Yucatán. Recuperado el 3 de octubre de 2019 de <http://geocomunes.org/Visualizadores/PeninsulaYucatan/>
- *INECC reitera su compromiso ante el Acuerdo de París con rutas de mitigación al cambio climático*, (2018, 30 de julio). Comunicado realizado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, recuperado el 5 de marzo de 2019 de <https://www.gob.mx/inecc/prensa/inecc-reitera-su-compromiso-ante-el-acuerdo-de-paris-con-rutas-de-mitigacion-al-cambio-climatico>
- Información sobre el Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad, sin fecha de publicación, portal electrónico. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de <https://www.cfe.mx/acercacfe/Estructura%20CFE/Pages/corporativo.aspx>
- Información sobre el gasoducto de Jáltipan a Salina Cruz, disponible en el portal de Proyectos México. Última actualización el 3 de noviembre de 2017. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/037-gasoducto-jaltipan-salina-cruz/
- Información sobre la energía como uno de los ejes de trabajo que se exponen en el portal electrónico del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica. Recuperado el 26 de enero de 2018 de <http://www.proyectomesoamerica.org/index.php/ejes-de-trabajo/eje-economico/energia>
- Información sobre las centrales eléctricas Sureste IV y V, disponible en el portal de Proyectos México. Última actualización el 3 de noviembre de 2017. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/208-central-electrica-sureste-iv-y-v/
- Inventario Nacional de Energías Limpias. Recuperado el 13 de diciembre de 2019 de <https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html>
- Lista de empresas que cuentan con contratos de cobertura eléctrica, disponible en el portal digital del Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el 25 de enero de 2020 de <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ContratosCoberturaElectrica.aspx#>
- Lista de empresas participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista, disponible en el portal digital del Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el 25 de enero de 2020 de <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMercado.aspx>
- Listado de la relación bilateral publicado por la embajada de México en Belice. Recuperado el 28 de febrero de 2019 de <https://embamex.sre.gob.mx/belice/index.php/informacion-general>
- Listado de suministradores de servicios calificados disponible en el portal electrónico de la Comisión Reguladora de Energía, sin fecha de publicación.

- Recuperado el 28 de diciembre de 2019 de <http://usuariocalificado.cre.gob.mx/UsuarioCalificado/ListadoSuministrador>
- Mapa disponible en el Colectivo Geocomunes sobre megaproyectos en el istmo de Tehuantepec, sin fecha de publicación. Recuperado el 15 de octubre de 2019 de http://geocomunes.org/Mapas_Imagenes/Istmo/MP_IstmoA2
 - *Mercado y Operaciones*, sin fecha de publicación. Información disponible en el Sistema de Información del Mercado Eléctrico del portal del Consejo Nacional de Control de Energía. Recuperado el 22 de enero de 2020 de <https://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx>
 - *Proposiciones de Ciudadanos Legisladores*, Grupo Parlamentario del Partido Revolucionario Institucional, publicación en la Gaceta LXIV/1SPR-17/96872 de la Comisión Permanente del Senado de la República, 26 de junio de 2019. Recuperado el 20 de abril de 2020 de https://www.senado.gob.mx/64/gaceta_comision_permanente/documento/96872
 - Sistema de Información Económica disponible en el portal electrónico del Banco de México, sin fecha de publicación. Recuperado el 18 de diciembre de 2019 de <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=sp>
 - Portal electrónico de Global PetrolPrices. Recuperado el 28 de agosto de 2021 de https://es.globalpetrolprices.com/electricity_prices/
 - Portal electrónico de la Comisión Federal de Electricidad sobre consultas de tarifas. Recuperado el 17 de enero de 2020 de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>
 - Portal electrónico de la Comisión Reguladora de Energía, enlace publicado el 4 de agosto de 2016 sobre acciones y programas en materia de Certificados de Energías Limpias. Recuperado el 29 de noviembre de 2019. <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/certificados-de-energias-limpias-51673>
 - Portal electrónico de la empresa AES Corporation. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de https://www.aesbrasil.com.br/sites/default/files/2021-07/Report_AESBrasil2020%28ENG%29.pdf
https://www.aesbrasil.com.br/sites/default/files/2021-05/aestiete_rs2019_ingles.pdf
 - Portal electrónico de la empresa Cemig. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.cemig.com.br/quem-somos/>
 - Portal electrónico de la empresa China ThreeGorgesCorporation. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.ctgbr.com.br/relatorioanualEN2018/ctg.html>
 - Portal electrónico oficial de la empresa Copel. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://ri.copel.com/en/copel/corporate-profile/>
 - Portal electrónico de la empresa CPFL. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.cpfl.com.br/institucional/quem-somos/Paginas/default.aspx>
 - Portal electrónico de la empresa CTEEP. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <http://www.isactEEP.com.br/rao/2011/esp/ra/02.htm>
 - Portal electrónico de la empresa Eletrobras. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://eletrobras.com/en/ri/Paginas/Corporate-Profile.aspx>
 - Portal electrónico de la empresa Enel. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.enelgreenpower.com/es/paises/sudamerica/brasil> y <https://www.enelamericas.com/es/conocenos/a201609-distribucion-electrica-brasil.html>
 - Portal electrónico de la empresa Energisa. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://ri.energisa.com.br/en/energisa/corporate-profile/>

- Portal electrónico de la empresa Eneva. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://eneva.com.br/>
- Portal electrónico de la empresa Engie. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.engie.com.br/en/institucional/about-engie/>
- Portal electrónico de la empresa Light Company. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <http://ri.light.com.br/en/light/history-and-company-profile/>
- Portal electrónico de la empresa Neoenergía, filial de Iberdrola. Recuperado el 22 de agosto de 2021 de <https://www.neoenergia.com/es-es/conocenos/energia-del-futuro/Paginas/nuestros-numeros.aspx>
- Portal electrónico del Ente Operador Regional del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, sin fecha de publicación. Recuperado el 14 de marzo de 2020 de <https://www.eprsiepac.com/contenido/accionistas/>
- Portal electrónico del gobierno de Oaxaca con actualizaciones hasta el 2015. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de <https://www.oaxaca.gob.mx/semaedeso/energia-eolica/>
- Portal electrónico gubernamental sobre indicadores brasileños para los objetivos del desarrollo sustentable. Recuperado el 25 de agosto de 2021 de <https://odsbrasil.gov.br/objetivo7/indicador711#>
- *Precios Marginales Locales*, sin fecha de publicación. Información sobre costos marginales locales y precios en nodos distribuidos disponible en Sistema de Información del Mercado Eléctrico del portal del Consejo Nacional de Control de Energía. Recuperado el 22 de enero de 2020 de <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
- *Preguntas Frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos*, sin fecha de publicación. Documento informativo y de orientación de la Comisión Reguladora de Energía y disponible en su portal digital. Recuperado el 3 de marzo de 2019 de <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
- *Preguntas Frecuentes sobre los Certificados de Energías Limpias*, publicación hecha el 18 de agosto de 2016 en el portal electrónico de la Comisión Reguladora de Energía. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>
- Presentación sobre la Matriz energética y mapeo de los proyectos eléctricos en Guatemala, con datos hasta 2017, elaborada por Geocomunes y Rosa LuxemburgStiftung. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de http://geocomunes.org/Análisis_PDF/Guatemala%20Lectura.pdf
- Proyecto de central fotovoltaica Kambul – Justicial Social, disponible en el Inventario Nacional de Energías Limpias. Recuperado el 13 de diciembre de 2019 de [https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?pro=586%20CENACE:%201a%20Su%20basta%20El%C3%A9ctrica%20de%20Largo%20Plazo%20\(SLP-01/2015\)%20Kambul](https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?pro=586%20CENACE:%201a%20Su%20basta%20El%C3%A9ctrica%20de%20Largo%20Plazo%20(SLP-01/2015)%20Kambul)
- Registro de Usuarios Calificados disponible en el portal electrónico de la Comisión Reguladora de Energía. Enlace principal con fecha de publicación del 4 de julio de 2016. Recuperado el 19 de diciembre de 2019 de <https://www.gob.mx/cre/documentos/solicitudes-de-incricion-al-registro-de-usuarios-calificados>
- Seguimiento diario de los costos marginales locales y precios en nodos distribuidos en el Mercado Día en Adelanto y el Mercado en Tiempo Real, desde el 2017 hasta el presente, disponible en el portal digital del Centro Nacional de Control de

Energía. Recuperado el 25 de enero de 2020 de <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

- Seguimiento semanal de desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, disponible en el portal digital del Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el 23 de enero de 2019 de <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SeguimientoSemanal.aspx>
- Tabla de conversiones de la empresa REPSOL, sin fecha de publicación. Recuperado el 17 de diciembre de 2019 de <https://informeanual.repsol.com/informe2015/media/pdf/informacion-corporativa/es/desglose/Tabla%20conversi%C3%B3n%20y%20glosario%20de%20t%C3%A9rminos.pdf>

Actos oficiales

- Acto Público encabezado por el Presidente de la República en Mérida, Yucatán, el 1 de febrero de 2020. Recuperado el 2 de febrero de 2020 de <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-programa-integral-de-energia-para-yucatan-construccion-de-la-central-ciclo-combinado-y-gasoducto>
- Acto público encabezado por el Presidente de la República en Jalapa, Tabasco, el 14 de diciembre de 2019. Recuperado el 20 de diciembre de 2019 de <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-sembrando-vida-asamblea-ejidal-desde-jalapa>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 11 de diciembre de 2018. Recuperado el 13 de diciembre de 2018 de <https://lopezobrador.org.mx/2018/12/11/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-2/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 21 de diciembre de 2018. Recuperado el 21 de diciembre de 2018 de <https://lopezobrador.org.mx/2018/12/21/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-9/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 27 de diciembre de 2018. Recuperado el 27 de diciembre de 2018 de <https://lopezobrador.org.mx/2018/12/27/>
- Conferencia conjunta de los Presidentes de España y México en Palacio Nacional, el 30 de enero de 2019. Recuperado el 30 de enero de 2019 de <https://presidente.gob.mx/version-estenografica-conferencia-de-prensa-conjunta/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 5 de febrero de 2019. Recuperado el 5 de febrero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/02/05/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-38/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 6 de febrero de 2019. Recuperado el 6 de febrero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/02/06/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-39/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 8 de febrero de 2019. Recuperado el 8 de febrero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/02/08/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-41/>

- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 11 de febrero de 2019. Recuperado el 11 de febrero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/02/11/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-42/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 12 de febrero de 2019. Recuperado el 12 de febrero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/02/12/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-43/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 12 de marzo de 2019. Recuperado el día el 12 de marzo de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/03/12/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-51/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 20 de marzo de 2019. Recuperado el día el 20 de marzo de 2019 de <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/conferencia-de-prensa-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-del-20-de-marzo-de-2019?idiom=es>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 21 de marzo de 2019. Recuperado el día el 21 de marzo de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/03/21/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-17/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 3 de abril de 2019. Recuperado el día 3 de abril de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/04/03/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-59/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 11 de abril. Recuperado el 11 de abril de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/04/11/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-63/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 17 de abril de 2019. Recuperado el 17 de abril de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/04/17/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-67/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 20 de mayo de 2019. Recuperado el 21 de mayo de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/05/20/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-85/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 28 de mayo de 2019. Recuperado el 28 de mayo de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/05/28/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-91/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 31 de mayo de 2019. Recuperado el 31 de mayo de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/05/31/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-94/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 6 de junio de 2019. Recuperado el 6 de junio de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/06/06/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-98/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 21 de junio de 2019. Recuperado el 21 de julio de 2019

<https://lopezobrador.org.mx/2019/06/21/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-108/>

- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 25 de julio de 2019. Recuperado el 25 de julio de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/07/25/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-129/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 26 de julio de 2019. Recuperado el 26 de julio de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/07/26/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-130/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 27 de agosto de 2019. Recuperado el 27 de agosto de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/08/27/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-147/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 11 de septiembre de 2019. Recuperado el 11 de septiembre de 2011 de <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-miercoles-11-de-septiembre-2019?idiom=es>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 12 de septiembre de 2019. Recuperada el 12 de septiembre de 2019 de <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-jueves-12-de-septiembre-2019>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 23 de septiembre de 2019. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de <https://www.gob.mx/presidencia/es/articulos/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-lunes-23-de-septiembre-2019?idiom=es>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 25 de septiembre de 2019. Recuperado el 24 de septiembre de 2019 de <https://www.gob.mx/presidencia/es/articulos/version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-martes-24-de-septiembre-2019?idiom=es>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 9 de diciembre de 2019. Recuperado el 10 de diciembre de <https://presidente.gob.mx/09-12-19-version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador/>
- Conferencia matutina en Palacio Nacional del Presidente de la República celebrada el 8 de enero de 2020. Recuperado del 9 de enero de 2020 de <https://presidente.gob.mx/08-01-20-version-estenografica-de-la-conferencia-de-prensa-matutina-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador/>
- Trigésima Reunión del Presidente de la República con Embajadores y Cónsules celebrada en Palacio Nacional, el 9 de enero de 2019. Recuperado el 9 de enero de 2019 de <https://lopezobrador.org.mx/2019/01/09/version-estenografica-de-la-xxx-reunion-con-embajadores-y-consules/>

Semnarios

- Seminario “Movilidad y Energía en México: La situación de los ferrocarriles y los combustibles fósiles frente al colapso climático y ambiental en curso”, 26 y 27 de marzo de 2019, Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades de la UNAM, Ciudad de México. Recuperado el 14 de agosto de 2019 de la plataforma digital *Youtube*, en los en laces

- <https://www.youtube.com/watch?v=ZhVwvJ6Z5xk&t=13926s> y
<https://www.youtube.com/watch?v=G6NveRQnmgU&t=13356s>
- Ponencia de Luca Ferrari titulada “Problemática de la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables” dada en el Seminario “Movilidad y Energía en México: La situación de los ferrocarriles y los combustibles fósiles frente al colapso climático y ambiental en curso”, 26 y 27 de marzo de 2019, Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades de la UNAM, Ciudad de México. Recuperado el 14 de agosto de 2019 de la plataforma digital *Youtube*, en el enlace <https://www.youtube.com/watch?v=G6NveRQnmgU&t=12542s>

Foros

- Conferencia magistral de la Secretaría de Energía, Rocío Nahle en el Foro EnergyMeet Point: innovación que impulsa al sector energético celebrado el 18 de septiembre de 2019. Recuperado el 3 de octubre de 2019 de <https://elfinanciero.com.mx/pages/eventos/energy-meet-point>

Correos electrónicos

- Respuesta recibida el 29 de enero de 2020 por parte de la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista del al CENACE.
- Respuesta recibida el 10 de octubre de 2019 por el Dr. Jaime Cárdenas.
- De acuerdo al correo electrónico recibido el 4 de agosto de 2020 ante la consulta particular registrada con clave I-405219, la Mesa de Ayuda de la CRE informó que el mercado mayorista de CEL aún se encuentra inoperante, por lo que la compraventa de CEL sólo se realiza actualmente mediante transacciones bilaterales, donde los precios y cantidades que no son reportadas a la Comisión

Fuentes de investigación académicas y científicas

- ABREU E LIMA FLORENCIO Sergio y NOLAN GARCÍA Kimerly A., (2014), “Los paradigmas de apertura comercial e inserción internacional de Brasil y México” en Magaldi de Sousa, Mariana y Maldonado Trujillo, Claudia (editoras), *La integración de políticas públicas para el desarrollo. Brasil y México en perspectiva comparada*, 1a. ed., Centro de Investigación y Docencia Económicas, Ciudad de México.
- ABT ASSOCIATES INC., (2013), *Plan de Adaptación, Ordenamiento y Manejo Integral de las Cuencas de los Ríos Grijalva y Usumacinta Anexos del estudio de prefactibilidad para las opciones de intervención del PAOM*, Bathesda, Maryland, EUA: Autor. Recuperado el 5 de diciembre de 2019 de http://www.ceieg.chiapas.gob.mx/productos/files/OTBID/Volumen3_PAOM_Anexos_Prefactibilidad.pdf
- ACUÑA Guillermo y SERRANO Ricardo., (2016), “Los conflictos socioambientales energéticos en América Latina: A propósito de las energías renovables en la Agenda 2030/NU” en CaldeiraBrant Leonardo Nemer et. Al. (coordinadores), *Desarrollo sostenible y matriz energética en América Latina*, Centro de Direito Internacional, Belo horizonte, Brasil. Recuperado el 25 de febrero de 2019 de

https://www.kas.de/documents/252038/253252/7_dokument_dok_pdf_46969_4.pdf/7953d15d-8f4f-4dea-5ced-6c8e6930eaff?version=1.0&t=1539650019537

- AGUILERA Manuel, ALEJO Francisco J., NAVARRETE Jorge E. y TORRES Ramón C., (enero – abril, 2016), “Contenido y alcance de la reforma energética”, en *Economíaunam* vol. 13 núm. 37, Ciudad de México, enero-abril. Recuperado el 4 de abril de 2019 de <http://www.revistas.unam.mx/index.php/ecu/article/view/54736/48645>
- ALCÁZAR Marco A., (2011), “México y Centroamérica: la difícil confluencia”, en González Guadalupe y Pellicer Olga (Coords.), *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva*, Grupo editorial siglo veintiuno, 1° ed., México.
- ALONSO SERNA, Lourdes, (2017) “Las comunidades locales del istmo oaxaqueño ante el megaproyecto eólico” en Carrasco – Gallegos, Brisa V. (Coord.), *Respuestas Comunitarias ante conflictos territoriales. Casos de estudio en México y Latinoamérica*. Universidad Autónoma del Estado de México, 1ª ed., Toluca, México. Recuperado el 6 de junio de 2019 de <http://ri.uaemex.mx/bitstream/handle/20.500.11799/65696/respuestas%20comunitarias%20V%20Elect.pdf?sequence=1>
- ALTMANN B., Josette y BEIRUT Tatiana (2007) *Cuadernos Integración en América Latina Dossier Plan Puebla Panamá*, FLACSO, San José, Costa Rica.
- ALTOMONTE Hugo, PÉREZ-SALAS Gabriel y SÁNCHEZ Ricardo J., (2016), “Un nuevo diálogo para la integración de las infraestructuras económicas de América Latina y el Caribe”, en Prado, Antonio (Coord.) *Desarrollo e integración en América Latina*, Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas, Instituto Lula, Banco Interamericano de Desarrollo, Banco de Desarrollo de América Latina, Santiago de Chile. Recuperado el 12 de abril de 2019 de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40900?locale-attribute=es>
- ÁLVAREZ BÉJAR Alejandro, BARREDA MARÍN Andrés, BARTRA Armando, (2002), *Economía política del Plan Puebla Panamá*, Editorial Itaca, Universidad Autónoma Metropolitana, Ciudad de México. (Foro organizado por el Área de Economía de la UNAM el 11 de julio de 2001).
- AMEZCUA Israel, CARREÓN Gerardo, MARQUEZ Javier, VIDAL Rosa M., BURGUÉS Irene, CORDERO Sarah y REID John, (2007), *Tenosique, análisis económico, - ambiental de un proyecto hidroeléctrico en el Río Usimacinta*. ConservationStrategyFund, Serie Técnica MNo. 10. Recueprado el 29 de octubre de 2019 de https://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/10_Reid_Usumacinta.pdf
- APODACA VILLARREAL José L., (2012), “El negocio de la energía eólica en México”, Observatorio Ciudadano de la Energía, México. Recuperado el 25 de enero de 2020 de <https://energia.org.mx/el-negocio-de-la-energia-eolica-en-mexico-por-jose-luis-apodaca/> y de <https://www.pruebayerror.net/el-negocio-de-la-energia-eolica-en-mexico-de-jose-luis-apodaca-villareal/>
- APONTE GARCÍA Maribel, (2014), *El nuevo regionalismo estratégico: los primeros diez años del ALBA-TCP*, 1a ed., CLACSO, Buenos Aires.
- APONTE GARCÍA Maribel, (2015), “La teorización del Nuevo Regionalismo Estratégico en el ALBATCP”, en Aponte M.y Amézquita Gloria (Comps.) *El ALBA-TCP. Origen y Fruto del Nuevo Regionalismo Latinoamericano y Caribeño*, Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales, Buenos Aires.

- ARNDT Heinz W., (1985), "The origins of structuralism" [Los orígenes del estructuralismo], *World Development*, Vol. 13, N° 2., Research School of Pacific Studies, Australian National University, Canberra, Australia.
- AXLINE Andrew, (1999), "El TLCAN, el Regionalismo Estratégico y las Nuevas Direcciones de la Integración Latinoamericana", en Briceño Ruiz, José (editor), *Escenarios de la integración Regional en las Américas*, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
- BARCELÓ Víctor, (2002), *El Plan Puebla-Panamá. ¿Integración o segregación?, ¿es útil a los pueblos hermanos?, ¿decisión imperial?*, Universidad Juárez Autónoma de Tabasco/Fundación Academia Metropolitana, Ciudad de México, México.
- BARREDA Andrés, (2001), "Los peligros del Plan Puebla-Panamá", en Armando Bartra (Coord.), *Mesoamérica: los ríos profundos. Alternativas plebeyas al Plan Puebla-Panamá*, Instituto Maya A. C., El Atajo Ediciones, Casa Juan Pablos, UNORCAm 1° ed., Villahermosa, México.
- BELTRÁN CHACÓN Ricardo, (2016), "La matriz energética y el desarrollo sustentable en México", en CaldeiraBrant Leonardo Nemer et. al. (Coords.), *Desarrollo sostenible y matriz energética en América Latina*, Centro de Direito Internacional, Belo horizonte, Brasil. Recuperado el 25 de febrero de 2019 de https://www.kas.de/documents/252038/253252/7_documento_dok_pdf_46969_4.pdf/7953d15d-8f4f-4dea-5ced-6c8e6930eaff?version=1.0&t=1539650019537
- BERNAL-MEZA Raúl, (2006), "Aportes teórico-metodológicos latinoamericanos recientes al estudio de las relaciones internacionales", en *Revista de Historia Actual*, Vol. 4, Núm. 4 Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- BLACKMORE Hazel y PELLICER Olga., (2011), "México y Estados Unidos: de socios entusiastas a vecinos incómodos", en González Guadalupe y Pellicer Olga (Coords.), *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva*, Grupo editorial siglo veintiuno, 1° ed., México.
- BONNEFOY Pascale, (2016), "Argentina: La expropiación de Repsol-YPF", en *Estudios Internacionales*, vol.48, no.184 Santiago, Chile. Recuperado el 20 de mayo de 2021 de https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0719-37692016000200002&script=sci_arttext&tlng=en
- BOSCO MARTÍ Ascencio, (marzo – junio, 2008), "Proyecto Mesoamérica: fortaleciendo la integración y el desarrollo regional", en *Revista Mexicana de Política Exterior*, , núm. 83, Ciudad de México.
- BRICEÑO RUIZ, J., (2006a), "La integración hemisférica y el interregionalismo en la estrategia comercial", en *Revista sobre Fronteras e Integración, Aldea Mundo*, Año 11, No. 21 noviembre 2006. Recuperado el 15 de febrero de 2017 de <http://www.saber.ula.ve/bitstream/handle/123456789/18243/articulo3.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- BRICEÑO RUIZ José, (2006b), "Regionalismo estratégico e interregionalismo en las relaciones externas del MERCOSUR", en *Revista Aportes para la Integración Latinoamericana*, IIL, UNLP Año XII, N° 15, La Plata, Argentina, diciembre. Recuperado el 15 de febrero de 2017 de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/11350/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- BRICEÑO RUIZ José, (2011), "Del regionalismo estratégico al regionalismo social y productivo. Las transformaciones del modelo de integración MERCOSUR," en Briceño Ruiz, José (Ed.) *El MERCOSUR y las complejidades de la integración regional*, Editorial Teseo, Buenos Aires, Argentina, 2011.

- BRICEÑO RUIZ José, (2013), “Ejes y modelos en la etapa actual de la integración económica regional en América Latina”, en *Estudios Internacionales*, No. 175, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2013.
- CAIRO CAROU Heriberto (2007) “La definición de Mesoamérica: de las investigaciones académicas a la geopolítica de los Estados y la contrageografía de las redes y movimientos sociales.”, en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coords.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- CAIRO CAROU Heriberto y ROCHA VALENCIA Alberto, (2007), “El Plan Puebla-Panamá: origen, estructura institucional, objetivos estatales y proyectos.”, en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coords.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- CANAVESE Alfredo, (1982), “The Structuralist Explanation in the Theory of Inflation” [La explicación estructuralista en la Teoría de la Inflación], en *World Development*, vol. 10, No. 7, Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- CANDELAS RAMÍREZ Roberto, (2019), *El proyecto del Tren Transístmico*, Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública de la Cámara de Diputados, Carpeta Informativa, núm. 119, México.
- CANEDO Daniel, (2019), “El mercado de gas Natural en Sudamérica y la nueva posición competitiva de Bolivia”, *ENERLAC, OLADE*, Vol. III, No. 1. Recuperado el 27 de agosto de 2021 de <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/85/80>
- CAPDEPONT BALLINA Jorge L., (2011), “Mesoamérica o el Proyecto Mesoamérica: la historia como pretexto”, en *Revista LiminaR, Estudios sociales y humanísticos*, vol.9 no.1 San Cristóbal de las Casas, México. Recuperado el 2 de enero de 2019 de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-80272011000100010
- CÁRDENAS GRACIA Jaime, (2015), “La nueva legislación secundaria en materia energética de 2014”, en *Boletín Mexicano de Derecho Comparado*, núm. 143, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM, Ciudad de México. Disponible en <https://revistas.juridicas.unam.mx/index.php/derecho-comparado/article/view/4940/6291> Recuperado el 23 de enero de 2019.
- CÁRDENAS GRACIA Jaime, (2017a), “El Amparo contra la reforma energética constitucional de 2013”, en Roberto Gutiérrez Rodríguez (coord.), *Presente y perspectivas de la reforma energética de México. Una evaluación multidisciplinaria*, Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Iztapalapa, Ciudad de México.
- CÁRDENAS GRACIA Jaime, (2017b), “Los detalles jurídicos de la reforma constitucional en materia energéticas y la preparación de las leyes secundarias”, en Roberto Gutiérrez Rodríguez (coord.), *Presente y perspectivas de la reforma energética de México. Una evaluación multidisciplinaria*, Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Iztapalapa, Ciudad de México.
- CARDOZA Melissa, (2014), “Cuentan los pueblos que viven por el río Gualcarque: la lucha del copinh contra la represa Río Blanco en Honduras”, en Composto Claudia y Navarro Mina L. (Comps.) *Territorios en disputa. Despojo capitalista, luchas en defensa de los bienes comunes naturales y alternativas*

emancipatorias para América Latina, Bajo Tierra Ediciones, 1° ed., Ciudad de México.

- CARREÓN Víctor G., (2010), *La arquitectura de mercado del sector eléctrico mexicano*, Centro de Investigación y Docencia Económicas, Ciudad de México.
- CARREÓN Víctor G. y MERITET Sophie, (2014), “Reformas y política energética en Brasil y en México: Una agenda inconclusa”, en Magaldi de Sousa, Mariana y Maldonado Trujillo, Claudia (Eds.), *La integración de políticas públicas para el desarrollo. Brasil y México en perspectiva comparada*, 1a. ed., Centro de Investigación y Docencia Económicas, Ciudad de México.
- CASTILLO Isaac, (2013) “El Proyecto Siepac y la conformación del mercado eléctrico regional de América Central”, en Ruchansky, Beno (Coord.), *Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile.
- CASTRO SOTO, Gustavo, (2014), “La cuenca del Usumacinta, cuna de la resistencia mesoamericana organizada contra las represas.”, en *El Escaramujo no. 47*, Otros Mundos AC y MAPDER, San Cristóbal de las Casas, México, 14 de mayo de 2014. Recuperado el 28 de octubre de 2019 de <https://otrosmundoschiapas.org/category/25-el-escaramujo/49-el-escaramujo/page/4/y> <https://studylib.es/doc/7838068/el-escaramujo-47--la-cuenca-del-usumacinta--cuna-de-la-re...>
- CH Rafael, SERRA Luis y TORO Miguel A., (2013), *Luz a la competitividad nacional. Propuesta de reforma al sector eléctrico mexicano*, Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. Recuperado el 6 de junio de 2019 de http://cidac.org/esp/uploads/1/Luz_a_la_Competitividad_-_Reforma_al_sector_electrico-_Final180813.pdf
- CIPOLETTA TOMASSIAN, Georgina (2015), “Financiamiento de la infraestructura para la integración regional Alternativas para América del Sur”, en CEPAL, Serie Financiamiento para el desarrollo N° 259, Santiago, Chile. Recuperado el 18 de mayo de 2021 de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/39839-financiamiento-la-infraestructura-la-integracion-regional-alternativas-america>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (1994), *Utilización y beneficios del Acuerdo de San José para el istmo centroamericano*, Sede subregional en México: autor. Recuperado El 8 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/27121/LCmexL247_es.pdf?sequence=1
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2000), *Belice: escenarios para la integración eléctrica con los países vecinos*, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de <https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25627/LCMEXR762.pdf?sequence=1>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2005), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2004*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2006), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2005*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2007), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2006*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>

- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2008), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2007*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2009), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2008*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2010), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2009*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2019a) *Hacia un nuevo estilo de desarrollo. Plan de Desarrollo Integral El Salvador-Guatemala-Honduras-México. Diagnóstico, áreas de oportunidad y recomendaciones de la CEPAL*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 31 de octubre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/462720/34.Hacia_un_nuevo_estilo_de_desarrollo__Plan_de_Desarrollo_Integral_El.pdf
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2019b), *Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Datos preliminares a 2018*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44661/4/S1900507_es.pdf
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2019c) *Una mirada a los países del Proyecto de Mesoamérica*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 23 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44729/1/S1900631_es.pdf
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2020a), *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2018*. Ciudad de México: Autor. Recuperado el 25 de septiembre de 2020 de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/45299-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, (2020b), *Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Datos preliminares a 2019*, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 10 de octubre de 2020 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/46035/S2000643_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE y SECRETARÍA GENERAL DEL SISTEMA DE INTEGRACIÓN CENTROAMERICANO, (2007), *Estrategia energética sustentable centroamericana 2020*, San Salvador: Autores. Recuperado el 22 de febrero de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25839/1/LCmexL828_es.pdf
- COMISIÓN MEXICANA PARA LA COOPERACIÓN CON CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE, (2004), *La cooperación mexicana con Centroamérica y el Caribe 2003*, 1° ed., Quinta del Agua Ediciones, México: Autor. Recuperado el 5 de julio de 2019 de <http://www.nacionmulticultural.unam.mx/empresasindigenas/docs/2235.pdf>
- CONTI John, HOLTBERG Paul, DIEFENDERFER Jim, LAROSE Angelina, TURNURE James T., y WESTFALL Lynn, (2016), *International Energy Outlook 2016 With Projections to 2040*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington D.C. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1296780>

- CONTRERAS LISPERGUER Rubén, (2020), *Análisis de las tarifas del sector eléctrico Los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay*, CEPAL, Santiago de Chile. Recuperado el 25 de agosto de 2021 de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/46512-analisis-tarifas-sector-electrico-efectos-covid-19-la-integracion-energetica>
- DA SILVA Vinícius O., ABREU JUNIOR Antônio C., GALVÃO Luiz C. R., UDAETA Miguel E. M. y DE SOUZA Fernanda N., (2015) “Marcos Supranacionales de Integración Energética en América del Sur”, en Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Medellín, Colombia.
- DÁVILA Enrique, KESSEL Georgina y LEVY Santiago, (2002), *El Sur también existe: un ensayo sobre el desarrollo regional de México*, Economía Mexicana Nueva Época, volumen XI, número 2, Centro de Investigación y Docencia Económicas. Recuperado el 22 de mayo de 2020 de <http://repositorio-digital.cide.edu/handle/11651/4086>
- DE CASTRO Nival de José, BRANDÃO Roberto, ROSENAL Rubens y DE A. DANTAS Guilherme, (2013), “Integración eléctrica internacional del Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas”, en Ruchansky, Beno (Coord.), *Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile.
- DE CASTRO Nivalde José, BRANDÃO Roberto, ROSENAL Rubens y DORADO Paola, (2015), “Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas”, en Grupo de Estudos do Sector Elétrico., GESE, UFRJ, Río de Janeiro, Brasil. Recuperado el 20 de mayo de 2021 de <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE64esp.pdf>
- DE LA FUENTE FERNÁNDEZ Rosa (2007) “El espacio social en disputa: mega proyectos y mega raíces.”, en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coord.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- DE VASCONCELLOS QUINTELLA Carlos O., LAVINIA HOLLANDA Júlia F., RAFAEL NOGUEIRA Mônica V., y CAMILO MUÑOZ Tatiana B. D., (2016), *Un análisis comparativo de la transición energética* en Caldeira Brant Leonardo Nemer et. Al. (coordinadores), *Desarrollo sostenible y matriz energética en América Latinay Europa*, FGV ENERGIA y Konrad Adenauer Stiftung, Río de Janeiro, Brasil, 2016. Recuperado el 18 de mayo de 2021 de https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=60691a11-3ba7-d739-5de6-06df4600f994&groupId=252038
- DEL ALIZAL ARRIAGA Laura, (2014), “La integración con el sur: México y Centroamérica en las primeras décadas del siglo XXI” en *Política internacional e integración regional comparada en América Latina*, Soto Acosta Willy, (Editor), 1° ed., FLACSO, San José de Costa Rica.
- DEL RÍO MONGES Jaime A., ROSALES REYES Maritza, ORTEGA OLVERA Víctor y MAYA HERNÁNDEZ Sandra O., (2016), “Análisis de la reforma energética”, en Esquivel Hernández Gerardo et. Al. (Coords.) *Reformas estructurales: avances y desafíos*, 1° ed., Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República, Ciudad de México.
- DELGADO RAMOS Gian C., (2016), “América Latina, reserva estratégica en disputa” en Salinas Figueredo, Darío (coordinador) *América Latina: nuevas*

relaciones hemisféricas e integración, Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Iberoamericana, vol. XI, núm. 21, enero-junio, Ciudad de México.

- DUBROVSKY Hilda, DI SBROIACCA Nicolás, NADAL Gustavo y CONTRERAS LISPERGUER Rubén, (2019a), *Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina. Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles*, CEPAL, Santiago, Chile.
- DUBROVSKY Hilda, DI SBROIACCA Nicolás, NADAL Gustavo y CONTRERAS LISPERGUER Rubén, (2019b), *Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina. Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles*, CEPAL, Santiago, Chile.
- ECHEVARRÍA Carlos, JESURUN-CLEMENTS Nancy, MERCADO Jorge y TRUJILLO Carlos, (2017), en *Integración Eléctrica Centroamericana. Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*, División de Energía del BID. Recuperado el 8 de agosto de 2019 de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Integraci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-centroamericana-G%C3%A9nesis-beneficios-y-prospectiva-del-Proyecto-SIEPAC-Sistema-de-Interconexi%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-de-los-Pa%C3%ADses-de-Am%C3%A9rica-Central.pdf>
- EQUIHUA Miguel, BENÍTEZ Griselda, MUÑOZ Lyssete, MEDINA Alexandro, ÁLVAREZ José L., PULIDO María T., PALESTINA René y ACOSTA Israel, (2006), “Bosques y agua en el sur de México: un balance general” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil (Coordinadores), *Geoconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY, (2018), *Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives. TERM 2018: Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) report*, No 13/2018, Publications office of the European Union, Copenhagen, Dinamarca: Autor. Recuperado el 17 de abril de 2019 de <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c2046319-0731-11e9-81b4-01aa75ed71a1>
- EY MÉXICO, (2018), *Oportunidades de Inversión Crecientes. Nueva Era de la Energía en México. De Fundamentos Institucionales al Enfoque Eléctrico*, Alianza energética conformada por el Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania y la Secretaría de Energía de México, Siegburg, Alemania: Autor. Recuperado el 28 de agosto de 2019 de https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf
- EZCURRA Exequiel, BARRIOS Eugenia, EZCURRA Paula, EZCURRA Agustín, VANDERPLANK Sula, VIDAL Omar, VILLANUEVA – ALMANZA Lorena, y ABURTO- OROPEZA Octavio, (2019), “A natural experiment reveals the impact of hydroelectric dams on the estuaries of tropical rivers” [Un experimento natural revela el impacto de las represas hidroeléctricas en los estuarios de ríos tropicales] en *Science Advances*, Vol. 5, no. 3, 13 de marzo. Recuperado el 1 de junio de 2019 de <https://advances.sciencemag.org/content/5/3/eaau9875>
- FENÉS Gastón, (2019), *Competitividad y costo de la energía*, Energía estratégica, Economía y Energía, Argentina. Recuperado el 28 de agosto de 2021 de <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Competitividad-vf.pdf>

- FERNÁNDEZ Wilson N., (2012), “Notas sobre el desarrollo de la iniciativa IIRSA: semejanzas y diferencias con el Programa Mesoamérica (Plan Puebla Panamá)” en Cienfuegos M., Fernandez W., y Mellado N. (Eds.y Coords.) *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo, Uruguay.
- FERNEY MORENO Luis, (2012), *Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: La convergencia entre librecompetencia e intervención estatal*, Universidad Externado de Colombia, Bogotá.
- FERRER Aldo, (2007), “El éxito del Mercosur posible”, en *Revista de Economía Política*, Vol. 27, No. 1, Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- FFRENCH-DAVIS Ricardo, (diciembre 2010), “Macroeconomía para el desarrollo: desde el financiamiento al productivismo”, en *Revista CEPAL*, N° 102, Santiago de Chile. Recuperado el 14 de agosto de 2018 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/11414/102007027_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- FIGUEROA FISCHER, Bruno, (2016), *Cien años de cooperación internacional de México, 1900-2000: solidaridad, intereses y geopolítica*, Secretaría de Relaciones Exteriores-Instituto Matías Romero-Acervo Histórico Diplomático, México.
- FLORES Adrián, DENIAU Yannick y PRIETO Sergio, (2019), *El Tren Maya. Un nuevo proyecto de articulación territorial en la Península de Yucatán*, GeoComunes / Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible, México. Recuperado el 13 de febrero de 2019 de http://geocomunes.org/Analisis_PDF/TrenMaya.pdf
- FLORES SOLÍS Juan C. y CÉSAR VARGAS Samantha, (2014), “La defensa de los pueblos del Popocatepetl ante el Proyecto Integral Morelos” en Composto Claudia y Navarro Mina L. (Comps.) *Territorios en disputa. Despojo capitalista, luchas en defensa de los bienes comunes naturales y alternativas emancipatorias para América Latina*, Bajo Tierra Ediciones, 1° ed., Ciudad de México.
- FRENKEL Roberto, (2012), “Lecciones de política macroeconómica para el desarrollo, a la luz de la experiencia del pasado decenio” en *Revista El trimestre económico*, Vol. 79, no. 313, Ciudad de México. Recuperado el 19 de marzo de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2448-718X2012000100005&lng=es&tlng=es
- FURLONG Aurora y NETZAHUALCOYOTZI Raul, (2015), *Plan Mesoamérica: ¿integración o despojo?*, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 1 ed., Puebla.
- FURTADO Celso M., (2003), *En busca de un nuevo modelo: reflexiones sobre la crisis contemporánea*, Fondo de Cultura Económica, Ciudad de México.
- GAJATE Rita M., (2012), “Contribución del Parlasur a la gobernabilidad y a la agenda ambiental”, en Cienfuegos M., Fernandez W., y Mellado N. (Eds.y Coords.), *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo, Uruguay.
- GARCÍA ARREOLA Ana M., (2014), “Tierra y territorio, la lucha indígena y campesina del Consejo de Pueblos en Defensa del Río Verde (Copudever)” en Composto Claudia y Navarro Mina L. (Comps.) *Territorios en disputa. Despojo capitalista, luchas en defensa de los bienes comunes naturales y alternativas emancipatorias para América Latina*, Bajo Tierra Ediciones, 1° ed., Ciudad de México.

- GARCÍA Brenda y GUTIÉRREZ Alfonso, (2018), *Modelos de negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México. Invertir en el futuro energético sustentable*, Banco Nacional de Comercio Exterior y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ciudad de México. Recuperado el 21 de enero de 2020 de https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos_de_negocio_ER_Bancomext_GIZ.pdf
- GASCA ZAMORA José, (2006), “El Plan Puebla-Panamá: la configuración de un proyecto ampliado de inversión y comercio para el sureste de México y Centroamérica”, en Torres Torres Felipe y Gasca Zamora José (Coord.), *Los espacios de Reserva en la expansión global del capital. El sur – sureste mexicano de cara al Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Instituto de Investigaciones Económicas, Instituto de Geografía y Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- GIACALONE Rita, (2012), “MERCOSUR e IIRSA en el proyecto sudamericano de Brasil (2000-2010)” en Cienfuegos M., Fernandez W., y Mellado N. (Eds. y Coords.) *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo, Uruguay.
- GIACALONE Rita, (2013), “Venezuela en Unasur: integración regional y discurso político”, en *Desafíos*, vol. 25, núm. 1, enero-junio, Universidad del Rosario, Colombia.
- GIACALONE, Rita (2015), “Comparación de la participación empresarial colombiana en las negociaciones del G-3 y la Alianza del Pacífico”, en *Revista Aportes para la Integración Latinoamericana*, Año XXI, N° 32/Junio 2015, ISSN 1667-8613. DNDA: 5194040 en línea, 5201594 en CD. Recuperado el 27 de noviembre de 2017 de <http://www20.iadb.org/intal/catalogo/PE/2015/15735.pdf>
- GIACALONE Rita, (2018), “El regionalismo asimétrico como eje de la resistencia sudamericana a Brasil (2000-2013)”, en *Revista De Relaciones Internacionales, Estrategia Y Seguridad*, Vol. 13 no. 1, Universidad Militar Nueva Granada, Bogotá, Colombia. Recuperado e 18 de mayo de 2021 de <https://revistas.unimilitar.edu.co/index.php/ries/article/view/2943>
- GÓMEZ Mario, CIARRETA Aitor y ZARRAGA Ainhoa, (2018), “Consumo de energía, crecimiento económico y comercio: Un análisis de causalidad para México”, en *Revista EconoQuantum*. vol.15, n.1, Univesidad de Guadalajara, Zapopan, México. Recuperado el 23 de enero de 2019 de <http://www.scielo.org.mx/pdf/ecoqu/v15n1/1870-6622-ecoqu-15-01-53.pdf>
- GONZÁLEZ José J., (2017), *Nuevo Derecho Energético Mexicano*, Biblioteca de Ciencias Sociales y humanidades, Universidad Autónoma Metropolitana, Ciudad de México.
- GRANDE ACOSTA Genice K. e ISLAS SAMPERIO Jorge M. (2018) “La generación Distribuida con energía solar en México: ¿Cuáles son las nuevas perspectivas asociadas a la reforma del sector eléctrico?”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- GUTIÉRREZ RIVAS Rodrigo y DEL POZO MARTÍNEZ Edmundo, (2019), *De la consulta a la libre determinación de los pueblos: Informe sobre la implementación del derecho a la consulta y al consentimiento previo, libre e informado en México*, Fundación para el Debido Proceso, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM, Fundación para el Debido Proceso y Fundar. Centro de Análisis e

Investigación A.C. Recuperado el 30 de enero de 2019 de http://fundar.org.mx/wp-content/uploads/2019/01/Documento_consulta-web.pdf

- GUTIÉRREZ RODRÍGUEZ Roberto, (2017), “Reforma Constitucional y leyes secundarias: las implicaciones económicas de la Reforma Energética”, en Gutiérrez Rodríguez Roberto (Coord.), *Presente y perspectivas de la reforma energética de México*, UAM Iztapalapa, Ciudad de México.
- HARVEY Neil, (2006), “La disputa por los recursos naturales en el área del Plan Puebla – Panamá” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil (Coordinadores), *Geoeconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- HERNÁNDEZ OCHOA César E., (2010), “Temas de regulación del sector eléctrico mexicano”, en Barquín Álvarez, Manuel y Treviño Moreno, Francisco J. (Coords.) *La infraestructura pública en México: regulación y financiamiento*, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- HERNÁNDEZ OCHOA CÉSAR E., (2018), *Reforma Energética Electricidad*, Fondo de Cultura Económica, Ciudad de México.
- HOWE Cymene, BOYER Dominic and BARRERA Edith, (2015), “Wind at the margins of the State: Autonomy and Renewable Energy Development in Southern Mexico” [El viento al margen del Estado: Autonomía y Desarrollo de la Energía Renovable al Sur de México], in McNeish John-Andrew, Borchgrevink Axel and Logan Owen (Eds.) *Contested Powers. The Politics of Energy and Development in Latin America*, Zed Books, London. Recuperado el 3 de mayo de 2019 de https://www.academia.edu/13493682/Wind_at_the_Margins_of_the_State_Autonomy_and_Renewable_Energy_Development_in_Southern_Mexico
- IBÁÑEZ Francisco, REYES BRAVO Eduardo, TORRES-MONCAYO Fernando y CANALES Guillermo, (2015), *Guía de referencia para interactuar en el nuevo mercado eléctrico Documento para el desarrollo de proyectos de cogeneración en México*, COGENERA México A.C. y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ciudad de México. Recuperado el 21 de enero de 2020 de https://energypedia.info/images/6/6e/Gu%C3%ADa_de_referencia_para_interactuar_en_el_nuevo_mercado_el%C3%A9ctrico.pdf
- SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES e INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO, (2018), *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 – 2015*, México: Autor. Recuperado el 26 de noviembre de 2019 de <http://cambioclimatico.gob.mx:8080/xmlui/handle/publicaciones/226>
- JIMÉNEZ HERNÁNDEZ Mario, (2013) *Aplicación de responsabilidad social corporativa (RSC) en sistemas de energía rural en zonas aisladas – Guatemala*, OLADE y Agencia Internacional de Cooperación Canadiense. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-consolidado-RSC-Guatemala.pdf>
- JUÁREZ – HERNÁNDEZ Sergio y LEÓN Gabriel, (2014), “Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social”, en *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, UNAM, Vol. 45, no. 178, edición julio-septiembre. Recuperado el 27 de agosto de 2019 de <http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v45n178/v45n178a7.pdf>

- KATZ Jorge, (2015), “La macro- y la microeconomía del crecimiento basado en los recursos naturales” en Neoestructuralismo y corrientes heterodoxas en Alicia Bárcena (coord.) América Latina y el Caribe a inicios del siglo XXI, CEPAL, Santiago de Chile.
- KIRCHHOFF Paul, (1960), *Mesoamérica. Sus límites geográficos, composición étnica y caracteres culturales*, Al fin liebre ediciones digitales, Escuela Nacional de Antropología e Historia, Ciudad de México.
- KMPG CÁRDENAS DOSAL, S.C., (2016), *Oportunidades en el sector eléctrico de México*, Global StrategyGroup - Energía y Recursos Naturales, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 21 de enero de 2020 de <https://home.kpmg/content/dam/kpmg/mx/pdf/2016/10/DEmx-opportunidades-sector-electrico.pdf>
- LAWRENCE Robert Z., (1996), *Regionalism, Multilateralism and Deeper Integration* [Regionalismo, Multilateralismo e Integración Profunda], The Brookings Institution. Washington D.C., Estados Unidos.
- LINCK BASSANI Matheus y VAZ FERREIRA Luciano, (2016), “La viabilidad del acceso a la energía en zonas rurales o aisladas de Brasil” en Caldeira Brant Leonardo Nemer et. Al. (coordinadores), *Desarrollo sostenible y matriz energética en América Latina*, Centro de Direito Internacional, Belo horizonte, Brasil. Recuperado el 25 de febrero de 2019 de https://www.kas.de/documents/252038/253252/7_dokument_dok_pdf_46969_4.pdf/7953d15d-8f4f-4dea-5ced-6c8e6930eaff?version=1.0&t=1539650019537
- LÓPEZ CASTELLANOS Nayar, (2009), *Del Plan Puebla Panamá al Proyecto Mesoamérica. Un espejo de la globalización neoliberal*, Plaza y Valdés, S. A. de C. V., Ciudad de México.
- LÓPEZ VELARDE ESTRADA Alejandro, (2018), “Cómo defenderse ante los problemas de interconexión y conexión del llamado código de red”, en *Energía a debate*. Recuperado el 25 de enero de 2021 de <https://www.energiaadebate.com/blog/3654/>
- LÓPEZ VELARDE ESTRADA Alejandro, (2020), “Abasto aislado: regulación y opción de inversión ante la dilación en los trámites oficiales”, en *Energía a debate*. Recuperado el 25 de enero de 2021 de <https://www.energiaadebate.com/alejandro-lopez-velarde/abasto-aislado-regulacion-y-opcion-de-inversion-ante-la-dilacion-en-los-tramites-oficiales/>
- LOYOLA DÍAZ Rafael y PRIEGO BRITO Erik M. (2018), “La reforma energética en la perspectiva del cambio climático”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- LOYOLA DÍAZ Rafael y TORRES BENARDINO Lorena, (2018), “El cambio climático y la expectativa petrolera en el imaginario social mexicano. Una mirada desde Tabasco”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- LUISELLI Cassio, (2011), “El combate al cambio climático a partir de Cancún: evitar el escenario más crítico”, en González Guadalupe y Pellicer Olga (Coords.), *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva*, Grupo editorial siglo veintiuno, 1° ed., México.
- LUJÁN Carlos A. y LÓPEZ BURIÁN Camilo (2012), “Los procesos de integración en Sudamérica: el liderazgo de Brasil en el marco de la reconfiguración de nuevos y viejos actores en un escenario global en transformación” en Cienfuegos M.,

- Fernandez W., y Mellado N. (Eds.y Coords.) *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo, Uruguay.
- MACCHIONE SAES Alexandre y LANCIOTTI Norma S (2012), “La regulación de los servicios de electricidad en Argentina y Brasil (1890-1962)”, en *Economía e Sociedade*, vol. 21, n. 2 (45), Campinas, Brasil. Recuperado el 18 de mayo de 2021 de <http://www.scielo.br/pdf/ecos/v21n2/a08v21n2.pdf>
 - MADERO SUÁREZ David, (2018), “Un nuevo actor: gestor técnico de transporte y almacenamiento de gas natural”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
 - MANSILLA Diego, (2011), "Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina", en *Revista del Centro Cultural de la Cooperación*, No. 11. Recuperado el 16 de octubre de 2017 de <http://www.centrocultural.coop/revista/11/integracion-energetica-y-recursos-naturales-en-america-latina>
 - MARCH MIFSUT Ignacio y CASTRO Marco, (2010), “La cuenca del río Usumacinta: perfil y perspectivas para su conservación y desarrollo sustentable”, en Cotler Ávalos Helena (Coord.), *Las Cuenas Hidrográficas de México Diagnóstico y Priorización*, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Pluralia Ediciones e Impresiones S.A. de C.V., Ciudad de México. Recuperado el 4 de diciembre de 2019 de <https://agua.org.mx/wp-content/uploads/2011/02/CuencasHidrogra%CC%81ficas-1.pdf>
 - MARTÍNEZ GÓMEZ Angelberto, (2017), “Las consecuencias económicas y sociales de hacer CFE una empresa productiva del Estado”, en Gutiérrez Rodríguez Roberto (Coord.), *Presente y perspectivas de la reforma energética de México*, UAM Iztapalapa, Ciudad de México.
 - MELGAR Lourdes, (2011), “México ante la redefinición de la energía a nivel mundial”, en González Guadalupe y Pellicer Olga (Coords.), *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva*, Grupo editorial siglo veintiuno, 1° ed., México.
 - MELGAR PALACIOS María de L., (2018), “Claves para entender la Reforma energética”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
 - MELLADO Noemí B., (2009a), “La integración Sudamericana entre interrogantes y teorías” en Noemí Mellado (Ed.) *Mercosur y Unasur ¿hacia dónde van?*, editorial Lerner, Argentina.
 - MELLADO Noemí B., (2009b), “La integración Sudamericana” en Noemí Mellado (Ed.) *Mercosur y Unasur ¿hacia dónde van?*, editorial Lerner, Argentina.
 - MELLADO Noemí B. y ALI María L. (2012), “La participación social en las obras de infraestructura de la IIRSA” en Cienfuegos M., Fernandez W., y Mellado N. (Eds.y Coords.), *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo, Uruguay.
 - MERCIER David, (2000), “Le régionalisme stratégique dans les Amériques: tenants et aboutissants de l'ALÉNA vus d'une perspective mexicaine” [El regionalismo estratégico en las Américas: entradas y salidas del TLCAN vistos desde una perspectiva mexicana], en *Études internationales*, Vol. 31, No. 1, Quebec, Canadá.

- MONTENEGRO LÓPEZ Julio C. y URDANETA URDANETA Alberto J. (2014), “Evolución histórica del marco regulatorio del sector eléctrico latinoamericano”, en *Interciencia*, Vol. 39, núm. 3, Caracas, Venezuela. Recuperado el 20 de mayo de 2021 de <https://www.interciencia.net/wp-content/uploads/2017/10/164-MONTENEGRO-8.pdf>
- MORENO-BRID, Juan C., (2013), “Política macroeconómica para el desarrollo” en Revista *Economía UNAM*, vol. 10, no. 30, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- OCAMPO TÉLLEZ Edgar, (2019), *Activos energéticos de México y desarrollo; sugerencias y recomendaciones. Desafíos de un modelo energético sostenible*, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM y Colegio de México, Ciudad de México. Recuperado el 2 de septiembre de 2019 de https://www.researchgate.net/publication/334401851_Activos_Energeticos_de_Mexico_y_Development_Sugerencias_y_Recomendaciones_Desafios_de_un_Modelo_Energetico_Sostenible
- OLIVIER Jos G.J., JANSSENS-MAENHOUT Greet, MUNTEAN Marilena y PETERS Jeroen A.H.W. (2016), *Trends in global CO2 emissions, 2016 Report*, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency y European Commission, Joint Research Centre, La Haya e Ispra. Recuperado el 26 de noviembre de 2019 de https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2016-trends-in-global-co2-emissions-2016-report-2315_4.pdf
- OLMOS BOLAÑOS Rafael A. y FLORES CRUZ Rosa M., (2017) “Megaproyecto del Corredor Eólico del Istmo de Tehuantepec: el costo social de las energías renovables” en Carrasco – Gallegos, Brisa V. (Coord.), *Respuestas Comunitarias ante conflictos territoriales. Casos de estudio en México y Latinoamérica*. Universidad Autónoma del Estado de México, 1ª ed., Toluca, México. Recuperado el 6 de junio de 2019 de <http://ri.uaemex.mx/bitstream/handle/20.500.11799/65696/respuestas%20comunitarias%20V%20Elect.pdf?sequence=1>
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (2019), *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2019*, 1º ed. Quito, Ecuador. Recuperado el 23 de mayo de 2021 de <http://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2019/>
- ORNELAS DELGADO Jaime, (2002), “El Plan Puebla-Panamá y la globalización neoliberal” en Sandoval Forero Eduardo A. y Salazar Pérez Robinson (Coords.) *Lectura Crítica del Plan Puebla Panamá*, Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, Villahermosa, México. Recuperado el 3 de diciembre de 2019 de <https://www.insumisos.com/lecturasinsumisas/Lectura%20critica%20del%20Plan%20Puebla%20Panama.pdf>
- OROZCO CONTRERAS Marcela, (2014), “La sombra estadounidense en las relaciones entre México y Centroamérica”, en Soto Acosta Willy, (Ed.) *Política internacional e integración regional comparada en América Latina*, 1 ed., FLACSO, San José de Costa Rica.
- PÁEZ Rodrigo, (2013), “México-Centroamérica: vicisitudes de la integración”, en Willy Soto Acosta (Comp.) *Mesoamérica: Integración Regional y Geopolítica*, Universidad Nacional, Costa Rica.
- PALACIOS FONSECA Ana a., PEÑA GARCÍA Néstor, CERVANTES CARRETERO Eduardo A., GÜITRÓN DE LOS REYES Alberto y LÓPEZ PÉREZ Mario (2017) *Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica CEMIE-Hidro, 1ª parte: Infraestructura Hidroeléctrica Actual*. Instituto

Mexicano de Tecnología del Agua, Jiutepec, Morelos, México. Recuperado el 6 de septiembre de 2019 de <https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros/Potencial-Hidroelectrico-Mexico-1era-Parte.pdf>

- PÉREZ CALDENTEY Esteban, (2015), “Una coyuntura propicia para reflexionar sobre los espacios para el debate y el diálogo entre el (neo)estructuralismo y las corrientes heterodoxas”, en Alicia Bárcena (Coord.), *Neoestructuralismo y corrientes heterodoxas en América Latina y el Caribe a inicios del siglo XXI*, CEPAL, Santiago de Chile.
- PÉREZ MENDOZA Ana Lilia, (2017), *PEMEX RIP. Vida y asesinato de la principal empresa mexicana*, PenguinRandomHouse Grupo Editorial, S.A. de C.V., Ciudad de México.
- PINEDA PARTIDA, Raisa M.,(2017) “Parques eólicos. La cara del despojo en el Istmo de Tehuantepec”, en Carrasco – Gallegos, Brisa V., (Coord.) *Respuestas Comunitarias ante conflictos territoriales. Casos de estudio en México y Latinoamérica*. Universidad Autónoma del Estado de México, 1ª ed., Toluca, México. Recuperado el 6 de junio de 2019 de <http://ri.uaemex.mx/bitstream/handle/20.500.11799/65696/respuestas%20comunitarias%20V%20Elect.pdf?sequence=1>
- PISTONESI Héctor, RODRÍGUEZ PADILLA Víctor y CHÁVEZ César, (2000), *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*, Organización Latinoamericana de Energía y CEPAL, Quito, Ecuador.
- PRECIADO CORONADO Jaime, VILLARRUEL MORA Aarón, (2006), “México y Centroamérica: hegemonía mundial, resistencias y visibilidad social” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil, (Coords.), *Geoeconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1º ed., LIX Legislatura de la Cámara de Diputados, CIESAS y Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- PRECIADO CORONADO Jaime y VILLARRUEL MORA Aarón, (2007), “Estados Unidos, México y Centroamérica: hegemonía mundial, resistencias y visibilidad social.”, en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coords.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- PRECIADO CORONADO Jaime y VILLARRUEL MORA Aarón, (2016), “México y Centroamérica en las relaciones interamericanas: resistencias y visibilidad social” en Salinas Figueredo, Darío (Coord.) *América Latina: nuevas relaciones hemisféricas e integración*, Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Iberoamericana, vol. XI, núm. 21, enero-junio 2016, Ciudad de México.
- PRIEGO BRITO Erik M., (2018), “La deconstrucción del viejo sistema y la transición al nuevo modelo energético Mexicano”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- QUIROZ Gabriela, (2013), *Plan de Adaptación, Ordenamiento y Manejo Integral Cuencas Ríos Grijalva y Usumacinta*, Cuaderno Cartográfico, CentroGeo, Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología, México. Recuperado de http://idegeo.centrogeo.org.mx/uploaded/documents/PAOMI_2013.pdf

- RAMÍREZ CABRERA Víctor F., (2019, 6 de junio), “Subastas eléctricas en México, evaluación y qué hacer sin ellas”, en *Nexos*. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de <https://www.nexos.com.mx/?p=42822>
- REYES MATURANO Ivett, DE LOS RÍOS IBARRA Emilio y PATIÑO DÍAZ Rodrigo T., (2018), “La reforma energética en México: entre la explotación petrolera y el aprovechamiento sostenible de los recursos renovables”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- ROCHA VALENCIA Alberto, (2006), “La geopolítica de México en Centroamérica: ¿una hegemonía regional?” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil (Coords.), *Geoeconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- ROCHA VALENCIA Alberto, (2007), “Geopolítica y geoeconomía de México en Centroamérica Una Hegemonía Regional.”, en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coord.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- RODRÍGUEZ PADILLA Víctor, (abril – junio, 2016), “Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado”, en *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, UNAM, Vol. 47, No. 185, edición abril-junio. Recuperado el 24 de enero de 2019 de <http://www.revistas.unam.mx/index.php/pde/article/view/54104>
- RODRÍGUEZ PADILLA, Víctor, (2017), “Una visión de conjunto de la reforma energética de 2013-2014 y sus consecuencias previsibles”, en Gutiérrez Rodríguez Roberto (Coord.), *Presente y perspectivas de la reforma energética de México*, UAM Iztapalapa, Ciudad de México.
- RODRÍGUEZ ROJAS María J., (2016), “El miedo y la cultura de guerra”, en Salinas Figueredo, Darío (coord.) *América Latina: nuevas relaciones hemisféricas e integración*, Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Iberoamericana, vol. XI, núm. 21, Ciudad de México, 2016.
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2011), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2010*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2012), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2011*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2013), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2012*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2014), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2013*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2015), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2014*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe,

Ciudad de México. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://repositorio.cepal.org/discover>

- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2017a), *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2015*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40910/1/S1700038_es.pdf
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2017b), *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2016*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/42720-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2018a), *Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), Datos Preliminares 2017*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/43784/1/S1800704_es.pdf
- ROJAS NAVARRETE Manuel E., (2018b), *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2017*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44358/1/S1801216_es.pdf
- RUCHANSKY Beno, (2013) “Antecedentes de los procesos de integración en América Latina”, en Ruchansky, Beno (Coord.), *Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile. Recuperado el 19 de mayo de 2021 de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4053-integracion-electrica-america-latina-antecedentes-realidades-caminos-recorrer>
- RUIZ-CARO Ariela, (2006), *Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile.
- RUIZ-CARO Ariela, (2010), *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina*, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago de Chile.
- RUIZ RINCÓN Victoria, (2015), “Los pros y los contras de la reforma energética de acuerdo con el paradigma del desarrollo sustentable”, en *Revista Digital Universitaria*, Universidad Nacional Autónoma de México, Vol. 16, Núm. 1, 1 de enero, Ciudad de México. Recuperado el 4 de marzo de 2019 de <http://www.revista.unam.mx/vol.16/num1/art08/>
- RUSSELL Roberto, (2011), “América Latina ¿Entre la integración y la polarización?, Un falso dilema”, en Wollrad, Dörte, GüntherMaihold y Mols, Manfred (Eds.), *La agenda internacional de América Latina: entre nuevas y viejas alianzas*, Nueva Sociedad, Fundación Friedrich Ebert, StiftungWissenschaftundPolitik, Buenos Aires, Argentina.
- SALIDO Joaquín, (2015), *Una mirada a los países del Proyecto de Mesoamérica*. Comisión Económica para América Latina, ONU, Ciudad de México.
- SALTAMACCHIA ZICCARDI Natalia., (2011), “México y América Latina: la vía multilateral”, en González Guadalupe y Pellicer Olga (Coords.), *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva*, Grupo editorial siglo veintiuno, 1° ed., México.

- SAMANIEGO Joseluis, GALINDO Luis M., ALATORRE José E., FERRER Jimy, SCHNEIDER Heloisa, PERROTTI. Daniel E., (2016), “América Latina y el Caribe: integración para el desarrollo sostenible”, en Antonio Prado (Coord.), *Desarrollo e integración en América Latina*, Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas, Instituto Lula, Banco Interamericano de Desarrollo, Banco de Desarrollo de América Latina, Santiago de Chile.
- SÁNCHEZ Jazmín, REYES Ivet, PATIÑO Rodrigo, MUNGUÍA Alfonso, DENIAU Yannick, ARTICULACIÓN YUCATÁN y GEOCOMUNES, (2019), *Expansión de proyectos de energía renovable de gran escala en la península de Yucatán*. GeoComunes / Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible, México. Recuperado el 4 de octubre de 2019 de http://geocomunes.org/Analisis_PDF/EnergiaRenovableYucatan
- SANDOVAL PALACIOS Juan M., (2006), “Migración y seguridad nacional en las fronteras norte y sur de México” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil (Coords.), *Geoconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- SANDOVAL PALACIOS Juan M., (2007), “Del Plan Puebla-Panamá al Proyecto Mesoamérica, a través del Plan Colombia”, en *Revista de Investigación Social*, Año III, Número 5. Recuperado el 10 de diciembre de 2019 de http://ru.iis.sociales.unam.mx/jspui/bitstream/IIS/5339/1/05_sandoval.pdf
- SANDOVAL PALACIOS Juan M., (2014), “El Proyecto de Desarrollo e Integración de Mesoamérica en el marco de la estrategia de seguridad nacional de Estados Unidos”, en Soto Acosta Willy, (Ed.) *Política internacional e integración regional comparada en América Latina*, 1 ed., FLACSO, San José de Costa Rica.
- SANTOYO CASTELAZO Edgar y AZPAGIC Adisa, (2014), “Sustainability assessment of energysystems: integrating environmental, economic and social aspects” [Evaluación de sustentabilidad de sistemas energéticos: integrando aspectos ambientales, económicos y sociales], en *Journal of Cleaner Production*, School of Chemical Engineering and Analytical Science, Manchester, Reino Unido, 2 de junio. Recuperado el 3 de septiembre de 2019 de <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0959652614005381?token=B39793F69FAE65E8F292B39959CACFC808B217FE2DB037A7F684C37F60B73818BBC045622D7E8ADB13E5898F24BFC837>
- SANTOYO CASTELAZO Edgar, AZPAGIC Adisa y STAMFORD Laurence, (2014), “Environmental implications of decarbonising electricity supply in large economies: The case of Mexico”, en *Energy Conversion and Management* [Implicaciones ambientales de la descarbonización del suministro eléctrico en las economías a escala: el caso de México], School of Chemical Engineering and Analytical Science, Manchester, Reino Unido, 18 de junio. Recuperado el 3 de septiembre de 2019 de <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0196890414004622?token=2E69969DB36A1D54F7D18476727A4765A20D7F22008AA25F5C45400091138CC8B1A39725123AA0CFA226E7B0827B187C>
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2015), *Prospectiva del sector eléctrico 2015 – 2029*, México: Autor. Recuperado el 5 de septiembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Elctrico.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2016), *Prospectiva del sector eléctrico 2016 – 2030*, México: Autor. Recuperado el 5 de septiembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177626/Prospectiva_del_Sector_Elctrico_2016-2030.pdf

- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2017), *Prospectiva del sector eléctrico 2017 – 2031*, México: Autor. Recuperado el 5 de septiembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284345/Prospectiva_del_Sector_Elctrico_2017.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2018a), *Balance Nacional de Energía 2017*, Subsecretaría de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de energía, Dirección General de Planeación e Información Energéticas, 1° ed., Ciudad de México: Autor. Recuperado el 8 de septiembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2018b), *Prospectiva del sector eléctrico 2018 – 2032*, México: Autor. Recuperado el 5 de septiembre de 2019 de https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PSE_18_32_F.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019a), *Estatus de la infraestructura de gas natural, octubre de 2019*, Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos: Autor. Recuperado el 27 de diciembre de 2019 de <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019b), *Prontuario estadístico. Diciembre, 2019*, Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos: Autor. Recuperado el 27 de diciembre de 2019 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/516275/Prontuario_diciembre_2019.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2019), *Balance Nacional de Energía 2018*, Subsecretaría de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de energía, Dirección General de Planeación e Información Energéticas, 1° ed., Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de febrero de 2020 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- SECRETARÍA DE ENERGÍA, (2020), *Balance Nacional de Energía 2019*, Subsecretaría de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de energía, Dirección General de Planeación e Información Energéticas, 1° ed., Ciudad de México: Autor. Recuperado el 3 de febrero de 2020 de file:///C:/Users/toshiba/Desktop/Archivos%20arg%202016/TESIS%202018/Cap%C3%ADtulo%203/Balance_Nacional_de_Energ_a_2019.pdf
- SECRETARÍA DE RELACIONES EXTERIORES, (2012), Libro Blanco sobre Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica, 1° de diciembre de 2006 a 30 de junio de 2012, Ciudad de México: Autor. Recuperado el 9 de octubre de 2019 de <https://transparencia.sre.gob.mx/amexcid/index.php/libros-blancos>
- SOTO ACOSTA Willy y MORALES CAMACHO María F., (2014), “Centroamerica y la Alianza del Pacífico: Los tratados de libre comercio con México y Perú”, en Soto Acosta Willy, (Ed.), *Política internacional e integración regional comparada en América Latina*, 1 ed., FLACSO, San José de Costa Rica.
- TETAZ Martín, (2012), “Externalidades de la infraestructura regional y gobernabilidad en contextos socioeconómicos asimétricos”, en Cienfuegos M., Fernández W., y Mellado N. (Eds. y Coords.), *Desafíos del desarrollo de la infraestructura regional para el medio ambiente, la cohesión social y la gobernabilidad del MERCOSUR*, Taller de Comunicación, Montevideo.
- TORRES FLORES Ramón C., (2014), “Reseña: La reforma energética ¿coadyuva al desarrollo?”, en revista *EconomíaUnam* Vol. 11 Num. 32. Recuperado el 24 de

- TORRES FLORES Ramón C., (2015), *Desafíos inmediatos de la reforma energética*, Programa Universitario de Estudios del Desarrollo de la Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado el 4 de agosto de 2019 de <http://www.pued.unam.mx/export/sites/default/archivos/documentos-trabajo/015.pdf>
- TOVAR HERNÁNDEZ José H. Y VENTURA Víctor H., (2016), *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*, CEPAL, Ciudad de México. Recuperado el 25 de noviembre de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40123/1/S1600483_es.pdf
- TRÁPAGA DELFÍN Yolanda, (2006), “El tema agrícola en la integración comercial entre México, Estados Unidos y Centroamérica” en Villafuerte Solís Daniel y Leyva Solano Xochtil (Coords.), *Geoeconomía y geopolítica en el área del Plan Puebla Panamá*, 1° ed., Editorial Miguel Ángel Porrúa, Ciudad de México.
- TUDELA ABAD Fernando, (2018), “Desarrollo sustentable, cambio climático y energía”, en Rafael Loyola Díaz y Erik Manuel Priego Brito (Coords.), *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, Editorial Porrúa, Cámara de Diputados, LXIII Legislatura, Ciudad de México.
- UNASUR – OLADE, (2012), *UNASUR: Un Espacio que Consolida la Integración Energética*, Quito, Ecuador. Recuperado e 18 de mayo de 2021 de <http://www.olade.org/publicaciones/unasur-un-espacio-que-consolida-la-integracion-energetica/>
- VALVERDE CAMIÑA Vanesa, (2013), “Brasil: gobernanza regulatoria del sector energético y desarrollo social Vanesa”, en Anuario Americanista Europeo, no. 10, HAL Archives-ouvertes. Salamanca, España. Recuperado el 18 de mayo de 2021 de <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00825681/document>
- VAUTRAVERS TOSCA Guadalupe, (2008), “Las relaciones internacionales entre México y Venezuela. Encuentros y desencuentros” en *Anuario Mexicano de Derecho Internacional*, vol. VIII. Recuperado el 26 de enero de 2019 de <http://www.scielo.org.mx/pdf/amdi/v8/v8a22.pdf>
- VÁZQUEZ GODINA José M. y SEPÚLVEDA CHAPA Patricia R., (2016), “Enfoques de la política exterior de México ante los retos de la gobernanza global en América Latina”, en Velázquez Flores Rafel, González Cruz Salvador G., López Leyva Santos (Coords.), *Relaciones Internacionales y Desarrollo Global América Latina en el contexto regional*, Editorial Fontamara, 1° ed., México.
- VÁZQUEZ PÉREZ, Joel T., (2020), *Cambios de Reglas en la adquisición de Certificados de Energías Limpias: Consecuencias de la política eléctrica*, Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A.C., Ciudad de México. Recuperado el 9 de febrero de 2020 de <https://ciep.mx/cambio-de-reglas-en-la-adquisicion-de-certificados-de-energias-limpias-consecuencias-de-la-politica-electrica/>
- VAY GARCÍA Leiria, JOJ GARCÍA Zoila M., VAY GARCÍA Decenia, LÓPEZ TZUNUX Conrado, IXCAL PÉREZ Miguel Á. y QUISPE Jubenal, (2014), *La privatización del derecho a la energía eléctrica. Impactos socioeconómicos y convulsión social creciente*, Comité de Desarrollo Campesino, Guatemala. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de https://collectifguatemala.org/IMG/pdf/codeca_la_privatizacion_del_derecho_a_la_energia_electrica_2_.pdf

- VELASCO CRUZ Saúl, (2007), "La frontera sur de México: un diagnóstico urgente.", en Cairo Carou Heriberto, Preciado Coronado Jaime A. y Rocha Valencia Alberto (Coords.), *La construcción de una región: México y la geopolítica del Plan Puebla-Panamá*, Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario de Desarrollo y Cooperación, Madrid.
- VELÁZQUEZ FLORES Rafael y GONZÁLEZ CRUZ Salvador G., (2016), "La política exterior de México hacia América Latina en los gobiernos de la alternancia: encuentros y desencuentros", en Velázquez Flores Rafel, González Cruz Salvador G., López Leyva Santos (Coords.), *Relaciones Internacionales y Desarrollo Global América Latina en el contexto regional*, Editorial Fontamara, 1°. ed., México.
- VELÁZQUEZ QUESADA Susana I., DENIAU Yannick, PÉREZ MACÍAS Luis F. y MARTÍNEZ ZAZUETA Iván A., (2019), *Visualizador Cartográfico y construcción de bases de información sobre infraestructura eléctrica en Centroamérica*, Terra Digitalis, UNAM y Geocomunes. Recuperado el 7 de marzo de 2020 de http://terradigitalis.igg.unam.mx/html/ojs3/index.php/terra_digitalis/article/view/571121
- VILLAFUERTE Daniel, (2001), *Integraciones comerciales en la frontera sur. Chiapas frente al tratado de Libre Comercio México-Centroamérica*, Programa de investigaciones Multidisciplinarias sobre Mesoamérica y el Sureste, Universidad Nacional Autónoma de México, San Cristobal de las Casas, México.
- VILLAFUERTE Daniel, (2007), "Mitos y realidades del Plan Puebla-Panamá", en Póhlnenz Juan y Sandoval, Juan Manuel (Comps.), *El Plan Puebla-Panamá, ¿integración para el desarrollo?*, Universidad Intercultural de Chiapas, Centro de Estudios de Fronteras y Chicanos, A. C., San Cristóbal de Las Casas, México.
- WALSTON Leroy J., ROLLINS Katherine E., LAGORY Kirk E., SMITH Karen P. y MEYERS Stephanie A., (20 de febrero de 2016), "A preliminary assessment of avian mortality at utility-scale solar energy facilities in the United States" [Evaluación preliminar de mortalidad aviaria en el uso comercial de instalaciones de energía solar en Estados Unidos], en *Renewable Energy*, No. 92, Argonne National Laboratory, Environmental Science Division, Argonne, Illinois, Estados Unidos. Recuperado el 22 de abril de 2020 de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116301422>
- WORLD BANK, (2016), *International bank for reconstruction and development Project Appraisal Document on Proposed grants from the global environment facility's special climate change fund in the amount of us\$2.38 million to Belize and in the amount of us\$5.62 million to the Belize Electricity Limited for an energy resilience for climate adaptation project* [Banca internacional para la reconstrucción y desarrollo de Proyecto de valoración de documento sobre subsidios para el fondo especial de cambio climático de la instalación ambiental global por un monto de \$ 5,62 millones a Belize Electricity Limited para la resiliencia energética en la adaptación del Proyecto], Reporte no. PAD1366: Autor. Recuperado el 4 de marzo de 2019 de <http://documents.worldbank.org/curated/en/970141473904899098/pdf/PAD-Belize-ERCAP-08232016.pdf>
- YANEVA Mariyana, TISHEVA Plamena y TSANOVA Tsvetomira, (2018), *Informe sobre las últimas novedades en energías renovables en México*, Mirecweek, Ciudad de México. Recuperado el 21 de enero de 2020 de <https://s3.us-east-2.amazonaws.com/ubmmexico-web/MIREC/Mirec-Report-2018-The-BIG-Mexico-renewable-energy-report.pdf>

- ZANDONAI Roberta, FARIA DE MELO Karina y VALENZUELA Emmanuel R., (2016), “Generación y acceso a la energía renovable en México” en CaldeiraBrant Leonardo Nemer et. al. (coordinadores), *Desarrollo sostenible y matriz energética en América Latina*, Centro de Direito Internacional, Belo horizonte, Brasil. Recuperado el 25 de febrero de 2019 de https://www.kas.de/documents/252038/253252/7_dokument_dok_pdf_46969_4.pdf/7953d15d-8f4f-4dea-5ced-6c8e6930eaff?version=1.0&t=1539650019537

Fuentes hemerográficas

- “A 9 meses del gobierno de AMLO, su aprobación es del 71%: De las Heras Demotecnia”, (2019, 4 de septiembre), *Aristegui Noticias*. Recuperado el 5 de septiembre de 2019 de <https://aristeguinoticias.com/0409/mexico/a-9-meses-del-gobierno-de-amlo-su-aprobacion-es-del-71-de-las-heras-demotecnia/>
- “Acepta la ventosa iniciar el proceso de consulta indígena”, (2019, 11 de octubre), *Imparcial del Istmo*. Recuperado el 11 de octubre de 2019 de <http://imparcialoaxaca.mx/istmo/363191/acepta-la-ventosa-iniciar-el-proceso-de-consulta-indigena/>
- ALMARAZ, S., (2019, 19 de junio), “Península de Yucatán requiere nueva infraestructura d energía eléctrica”, *Radiofórmula QR*. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de <https://radioformulaqr.com/noticias/peninsula-de-yucatan-requiere-nueva-infraestructura-de-energia-electrica/>
- ÁLVAREZ, L., (2018, 25 de enero), “Guatemala aprovecha mercado para exportar energía a México”, *El Periódico*. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://elperiodico.com.gt/inversion/2018/01/25/guatemala-aprovecha-mercado-para-exportar-energia-a-mexico/>
- “AMLO, el mandatario mejor evaluado en América: Consulta Mitofsky”, (2019, 11 de marzo), *Forbes México*. Recuperado el 12 de marzo de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/amlo-el-mandatario-mejor-evaluado-en-america-consulta-mitofsky/>
- “AMLO cierra el 2019 con un 72% de aprobación, según encuesta”, (2020, 6 de enero), *Expansión Política*. Recuperado el 7 de enero de 2020 de <https://politica.expansion.mx/mexico/2020/01/06/amlo-cierra-el-2019-con-un-72-de-aprobacion-segun-encuesta>
- “AMLOTrackingPoll Aprobación de AMLO, 06 de junio de 2019”, (2019, 6 de junio), *El Economista*. Recuperado el 7 de junio de 2019 de <https://www.economista.com.mx/politica/AMLOTrackingPoll-Aprobacion-de-AMLO-06-de-junio-de-2019-20190606-0027.html>
- “Análisis sobre la energía eléctrica para la Península”, (2019, 29 de junio), *Diario de Yucatán*. Recuperado el 30 de agosto de 2019 de <https://www.yucatan.com.mx/merida/analisis-sobre-la-energia-electrica-para-la-peninsula>
- ANDERSON, B., (2014, 20 de noviembre), “Atunes al viento”, *Milenio*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://www.milenio.com/opinion/barbara-anderson/nada-personal-solo-negocios/atunes-al-viento>
- ARIAS, A., (2018, 8 de agosto), CFE ya tiene competencia, *El Herald de México*. Recuperado el 19 de diciembre de 2019 de <https://heraldodemexico.com.mx/merk-2/cfe-ya-tiene-competencia/>
- ARZATE, E., (2019, 11 de noviembre), “En el limbo suministradores de servicios básicos de energía”, *Forbes México*. Recuperado el 19 de diciembre de 2019 de

<https://www.forbes.com.mx/en-el-limbo-suministradores-de-servicios-basicos-de-energia/>

- “Avanza la integración Energética suramericana”, (2017, 14 de agosto), *Sección de noticias del portal electrónico del COSIPLAN – IIRSA*. Recuperado el 20 de mayo de 2021 de <https://www.iirsa.org/News/Detail?Id=218>
- BALAM, L., (2019, 15 de julio), “Nueva planta de generación de energía eléctrica estará en Mérida”, *La Jornada Maya*. Recuperado el de diciembre de 2019 de <https://www.lajornadamaya.mx/2019-07-15/Nueva-planta-de-generacion-de-energia-electrica-estara-en-Merida>
- BAPTISTA, D., (2017, 1 de agosto) “Suman 41 amparos contra eólica francesa”, *Reforma*, Recuperado el 30 de septiembre de 2019 de https://www.reforma.com/aplicacioneslibre/preacceso/articulo/default.aspx?id=1175697&fuente=md&flow_type=paywall&urlredirect=https://www.reforma.com/aplicaciones/articulo/default.aspx?id=1175697&Fuente=MD&flow_type=paywall
- BARRAGÁN, D., (2015, 1 de abril), “Parques eólicos: la cara del despojo en el Istmo de Tehuantepec”, *Sin embargo*. Recuperado el 23 de agosto de 2019 de <https://www.sinembargo.mx/01-04-2015/1298234>
- “BCIE: Centroamérica desaprovecha potencial de la interconexión eléctrica regional”, (2019, 2 de abril), *Estrategia y Negocios*. Recuperado el 30 de octubre de 2019 de <https://www.estrategiaynegocios.net/centroamericaymundo/1272526-330/bcie-centroam%C3%A9rica-desaprovecha-potencial-de-la-interconexi%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-regional>
- BECERRIL, A. Y BALLINAS, V., (2014, 23 de mayo), “Bartlett demanda revisar la negativa a frenar las reformas de los artículos 25, 27 y 28”, *La Jornada*. Recuperado el 14 de mayo de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2014/05/23/politica/012n2pol>
- BOLAÑOS, R., (2016, 1 de junio), “Guatemala cumple una semana de exportar energía a México”, *Prensa Libre*. Recuperado el 3 de marzo de 2020 de <https://www.prensalibre.com/economia/pais-vende-energia-a-mexico/>
- BOLAÑOS, R., (2017, 20 de diciembre) “De nuevo, Energuate cambia de dueño”, *Prensa Libre*. Recuperado el 3 de marzo de 2019 de <https://eegsa.com/noticia/de-nuevo-energuate-cambia-de-dueno/>
- “Brasil agrega más de 6.000km de líneas de transmisión en 2020”, (2021, 21 de enero) *Bnamericas*. Recuperado el 23 de agosto de 2021 de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/brasil-agrega-mas-de-6000km-de-lineas-de-transmision-en-2020#:~:text=A%20fin%20de%202020%20Brasil,capacidad%20de%20transformaci%C3%B3n%2C%20seg%C3%BAAn%20Aneel>
- “Brasil da un nuevo paso hacia la privatización de la empresa Eletrobras”, (2021, 18 de junio), *Agencia EFE*. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.efe.com/efe/america/economia/brasil-da-un-nuevo-paso-hacia-la-privatizacion-de-empresa-eletrobras/20000011-4565366>
- “Brasil se ve obligado a importar GNL para satisfacer la creciente demanda interna”, (2020, 23 de febrero), *WorldEnergyTrade*. Recuperado el 27 de agosto de 2021 de <https://www.worldenergytrade.com/oil-gas/general/brasil-se-ve-obligado-a-importar-gnl-para-satisfacer-la-creciente-demanda-interna>
- CACHO, Y., (2019, 4 de junio) “Cómo rescatar a la CFE, antes de y tras la reforma energética”, *Petroquimex*. Recuperado el 4 de julio de 2019 de <https://petroquimex.com/como-rescatar-a-la-cfe-antes-de-y-tras-la-reforma-energetica/>

- “Central Termoeléctrica de Mérida, de las menos contaminantes” (2018, 18 de julio), *Reporteros Hoy TZ*. Recuperado el 4 de marzo de 2019 de <http://reporteroshoy.mx/wp/central-termoelectrica-de-merida-de-las-menos-contaminantes.html>
- “CFE acusa a privados de perdidas por autoabasto”, (2019, 22 junio), *Oil& Gas Magazine*. Recuperado el 22 de junio de 2019 https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/06/cfe-acusa-a-privados-de-perdidas-por-autoabasto/?fbclid=IwAR1j8ps6di_jS_qCQVoaO9_655qkxWnK83RwhgUQAz7sIK4vtACA2nccQ_k
- “CFE detonará 33 Proyectos de generación eléctrica: Bartlett”, (2019, 9 de diciembre), *Energía a debate*. Recuperado el 13 de diciembre de 2019 de <https://www.energiaadebate.com/electricidad/cfe-detonara-33-proyectos-de-generacion-electrica-bartlett/>
- “CFE prepara 'golpe' a sector eléctrico privado con aumento a tarifas de transmisión: Financial Times”, (2019, 21 de diciembre), *El Financiero*. Recuperado el 6 de enero de 2020 de <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/cfe-prepara-aumento-a-tarifas-de-transmision-financial-times>
- “CFE podría anular contratos de desfalco profundo: Bartlett”, (2019, 28 de marzo), *Código Magenta*. Recuperado el 28 de marzo de 2019 <https://codigomagenta.com.mx/articulo/politica/cfe-podria-anular-contratos-desfalco-profundo-bartlett>
- CHACA, R., (2017, 14 de mayo), “Elaboran Mapa de Megaproyectos en el istmo”. *NVI Noticias*. Recuperado el 30 de noviembre de 2019 de <https://www.nvinoticias.com/nota/59066/elaboran-mapa-de-megaproyectos-en-el-istmo>
- CHACA, R., (2019, 26 de febrero), “Beneficiadas por eólicas en el Istmo, más de 400 empresas”. *El Universal Oaxaca*. Recuperado el 4 de abril de 2019 de <https://oaxaca.eluniversal.com.mx/especiales/26-02-2019/beneficiadas-por-eolicas-en-el-istmo-mas-de-400-empresas>
- CHACA, R., (2019, 29 de mayo), “Un proyecto envuelto en conflictos y pugna indígena”, *El Universal*. Recuperado el 5 de junio de 2019 de <https://www.eluniversal.com.mx/estados/un-proyecto-envuelto-en-conflictos-y-pugna-indigena>
- CHACA, R., (2019, 10 de junio), “Bloquean en Oaxaca acceso al parque eólico más grande”, *El universal*. Recuperado el 10 de junio de 2019 de https://www.eluniversal.com.mx/estados/bloquean-en-oaxaca-accesos-al-parque-eolico-mas-grande-de-al?fbclid=IwAR29NKHlvfzLCgQRZ8AUkRNAg_uuuTKfCizD9tEitOABwzxVEiQEo8HF724
- “Compañías eléctricas de Brasil tendrán hasta US\$3.000M en apoyo para enfrentar impacto del Covid-19”, (2020, 26 de mayo), *América Economía*. Recuperado el 15 de agosto de 2020 de <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/companias-electricas-de-brasil-tendran-hasta-us3000m-en-apoyo-para-enfrentar>
- “Concluye la XVII Cumbre de jefes de Estado y de Gobierno del Mecanismo de diálogo y concertación de Tuxtla”, (2019, 23 de agosto), *Comunicado de Prensa no. 288 de la SRE de México*. Recuperado el 24 de agosto de 2019 de <https://www.gob.mx/sre/prensa/concluye-la-xvii-cumbre-de-jefes-de-estado-y-de-gobierno-del-mecanismo-de-dialogo-y-concertacion-de-tuxtla>

- CRUZ A., (2019, 31 de mayo), Las hidroeléctricas dañan ecosistemas costeros, concluye estudio de México y EU, *Dossier Político y Crónica*. Recuperado el 1 de junio de 2019 de <http://www.dossierpolitico.com/vernoticias.php?artid=219585> y de <http://www.cronica.com.mx/notas/2019/1120881.html>
- CRUZ, G., (2019, 14 de marzo), “Desfalco Profundo: el gran robo de la Reforma Energética de Peña Nieto”, *Quinto Poder*. Recuperado el 14 de marzo de 2019 de <https://quinto-poder.mx/trendy/desfalcoprofundo-el-gran-robo-de-la-reforma-energetica-de-pena-nieto/>
- CRUZ, G., (2019, 1 de julio) “La cláusula que hizo a IENOVA y Slim desplomarse por su disputa con la CFE”. *Quinto poder*. Recuperado el 2 de julio de 2019 de <https://quinto-poder.mx/trendy/la-clausula-que-hizo-a-ienova-y-slim-desplomarse-por-su-disputa-con-la-cfe/>
- “Declaran en Tapachula, Chiapas, territorios libres de represas y minería”, (2014, 10 de diciembre), Sección de noticias del Portal electrónico Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos. Recuperado el 14 de abril de 2019 de <http://www.mapder.lunasexta.org/>
- “Desfalco Profundo: los contratos cuestionados” (2019, 19 de marzo), *Quinto Poder y Código Magenta*. Recuperado el 19 de marzo de 2019 <https://codigomagenta.com.mx/articulo/politica/desfalco-profundo-los-contratos-cuestionados>.
- “El beneficio del gigante brasileño Eletrobras sube un 144 % en el primer semestre”, (2021, 12 de agosto), *Agencia EFE*. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.efe.com/efe/america/economia/el-beneficio-del-gigante-brasileno-eletrobras-sube-un-144-en-primer-semestre/20000011-4606903>
- “Empresarios advierten sobre afectaciones ante arbitraje para anular contrato de gasoducto Texas-Tuxpan”, (2019, 27 de junio), *El Economista*. Recuperado el 12 de septiembre de 2019 <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Empresarios-advierten-sobre-afectaciones-ante-arbitraje-para-anular-contrato-de-gasoducto-Texas-Tuxpan-20190627-0099.html>
- “Empresas eléctricas de Brasil ponen ojos en mercado de transmisión”, (2020, 19 de febrero), *Bnamericas*. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/empresas-electricas-de-brasil-ponen-ojos-en-mercado-de-transmision>
- “En 2021 operarán 18 parques eólicos en Yucatán”, (2017, 25 de septiembre), *Observatorio de Inteligencia del sector energético*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de http://www.oise.mx/en_2021_operar_n_18_parques_e_licos_en_yucat_n
- Falla en el SIEPAC provocó apagón en Centroamérica”, (2017, 1 de julio), *Estrategia y Negocios*. Recuperado el 30 de octubre de 2019 de <https://www.estrategiaynegocios.net/lasclavesdeldia/1085605-330/falla-en-el-siepac-provoc%C3%B3-apag%C3%B3n-en-centroam%C3%A9rica>
- “Falla en Nicaragua deja sin energía a toda Centroamérica”, (2019, 16 de septiembre), *La tribuna*. Recuperado el 16 de septiembre de 2019 <https://www.latribuna.hn/2019/09/16/falla-en-nicaragua-deja-sin-energia-a-honduras/>
- FERULLO, G., (2019, 20 de septiembre), “La red centroamericana requiere 200 millones de dólares para evitar apagones”, *EFE*. Recuperado el 30 de octubre de 2019 de <https://www.efe.com/efe/america/economia/la-red-centroamericana-requiere-200-millones-de-dolares-para-evitar-apagones/20000011-4068615>

- FERRARI, L., (2019, 20 de marzo), “Los costos de la transición energética”, *Erendipia*. Recuperado el 6 de septiembre de 2019 de <https://www.revistaserendipia.com/ciencia/e3-energ%C3%ADa-ecolog%C3%ADa-econom%C3%ADa/los-costos-de-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica/>
- FLORES, E., (2019, 5 de agosto), “Ochoa Reza fue quien aprobó 6 de 7 “contratos leoninos” (como dice AMLO) para los gasoductos”, *Sin Embargo*. Recuperado el 15 de septiembre de 2019 de <https://www.sinembargo.mx/05-08-2019/3620848>
- FLORES, L., (2019, 21 de enero), “Península de Yucatán, con déficit de gas natural”, *El Economista*. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/estados/Peninsula-de-Yucatan-con-deficit-de-gas-natural-20190121-0014.html>
- FLORES, R., (2018, 2 de octubre), “La energía eólica no es tan limpia como la pintan”, *Revista nómada*. Recuperado el 4 de febrero de 2020 de <https://nomada.gt/nosotras/volcanica/la-energia-eolica-no-es-tan-limpia-como-la-pintan/>
- “G20 tuvo migración como tema principal gracias a México: Ebrard”, (2019, 8 de julio), *Aristegui Noticias*. Recuperado el 31 de octubre de 2019 de <https://aristeguinoicias.com/0807/mexico/g20-tuvo-migracion-como-tema-principal-gracias-a-mexico-ebrard/>
- GARCÍA, K., (2019, 21 de marzo), “Subastas eléctricas se reactivarán hasta el 2021: SENER”, *El Economista*. Recuperado el 7 de mayo de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Subastas-electricas-se-reactivarian-hasta-el-2021-Sener-20190321-0004.html>
- GARCÍA, K., (2019, 7 de noviembre), “Sener da pie a cumplir de forma irreal meta de energía limpia”, *El economista*. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Sener-da-pie-a-cumplir-de-forma-irreal-meta-de-energia-limpia-20191107-0007.html>
- GIL, J., (2019, 14 de septiembre), “Oaxaca: los desplazados por la industria del viento”, *Revista Proceso*. Recuperado el 11 de octubre de 2019 de <https://www.proceso.com.mx/599614/oaxaca-los-desplazados-por-la-industria-del-viento>
- GÓMEZ, F., (2013, 27 abril), “México vende electricidad a Guatemala, e iría por más”, *Análisis a fondo*. Recuperado el 19 de febrero de 2019 de <https://www.analisisafondo.com/index.php/economia/negocios/item/1372-m%C3%A9xico-vende-electricidad-a-guatemala-e-ir%C3%ADa-por-m%C3%A1s>
- GRAJALES, I., (2019, 11 de febrero), “CFE no se muda a Chiapas por culpa del Congreso”, *Aquínoticias*. Recuperado el 15 de febrero de 2019 de <http://aquinoticias.mx/cfe-no-se-muda-a-chiapas-por-culpa-del-congreso/>
- “Guatemala alerta sobre riesgo de apagones por fallas de Siepac”, (2017, 18 de julio), *Estrategia y Negocios*. Recuperado el 30 de octubre de 2019 de <https://www.estrategiaynegocios.net/lasclavesdeldia/1090644-330/guatemala-alerta-sobre-riesgo-de-apagones-por-fallas-de-siepac>
- GUTIÉRREZ, J., (2020, 26 de agosto), “Con nuevo modelo de clases, casi 2 millones están sin electricidad”, *La Jornada*. Recuperado el 25 de agosto de 2020 de <https://www.jornada.com.mx/ultimas/economia/2020/08/26/con-nuevo-modelo-de-clases-casi-2-millones-estan-sin-electricidad-341.html>
- HENRÍQUEZ, E., (2016, 10 de abril), “Rechazan 60 poblados de Chiapas hidroeléctrica en el río Usumacinta”, *La Jornada*. Recuperado el 26 de julio de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2016/04/10/estados/024n1est>

- HERRERA, E., (2015, 28 de abril), “Construyen central eléctrica en Pesquería”, *Milenio*. Recuperado e 28 de febrero de 2020 de https://www.milenio.com/estados/construyen-central-electrica-en-pesqueria?fbclid=IwAR0E9jhi6DGszqDYMigeyiW_KiRG74NVPadZHv7sxUbVQlpZInxHGwk7yxE
- “Iberdrola acelera su apuesta por Brasil con la adquisición de la distribuidora de Brasilia por 400 millones de euros”, (2020, 4 de diciembre), Sección de noticias del portal electrónico de Neoenergía. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-acelera-apuesta-brasil-adquisicion-distribuidora-brasilia-millones-euros>
- “Incertidumbre detendría inversiones por 9,000 millones de dólares, advierte el Consejo Coordinador Empresarial”, (2019, 29 de octubre), *CNNExpansión*. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de <https://expansion.mx/economia/2019/10/29/cambios-certificados-energia-limpia-frenaran-inversiones>
- “Invierten 250 mdd para construir central eléctrica en Yucatán”, (2019, 16 de julio), *La razón*. Recuperado el 16 de septiembre de 2019 de <https://www.razon.com.mx/mexico/invierten-250-mdd-para-energia-en-yucatan/>
- JUÁREZ, U., (2019, 8 de octubre), “Sener quiere meter CEL de centrales legadas al mercado eléctrico”, *Energía a debate*. Recuperado el 10 de octubre de 2019 de <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/sener-quiere-meter-cel-de-centrales-legadas-al-mercado-electrico/>
- “La Sener desoye a los empresarios y cancela subastas eléctricas”, (2019, 1 de febrero), *Expansión*. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de <https://expansion.mx/empresas/2019/01/31/empresarios-piden-la-continuidad-de-las-subastas-de-energia-limpia>
- “La Termoeléctrica Mérida II de CFE, una de las que menos contaminó México durante 2017”, (2018, 18 de julio), *Diario Yucatán Ahora*. Recuperado el 4 de marzo de 2019 de <https://yucatanahora.mx/la-termoelectrica-merida-ii-de-cfe-una-de-las-que-menos-contamino-mexico-durante-2017/>
- “Las consecuencias de privatizar la mayor empresa eléctrica de América Latina” (2021, 29 de julio), *Sputniknews* y *La Razón Chile*. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://mundo.sputniknews.com/20210729/las-consecuencias-de-privatizar-la-mayor-empresa-electrica-de-america-latina-1114601583.html> y <https://www.larazon.cl/2021/07/29/las-consecuencias-de-privatizar-la-mayor-empresa-electrica-de-america-latina/>
- “Las expectativas del Gobierno de Brasil por la privatización de Eletrobras”, (2021, 15 de julio), *Bnamericas*. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/las-expectativas-del-gobierno-de-brasil-por-la-privatizacion-de-eletrobras>
- “Llaman a SENER impulsar acciones para generar energía limpia”, (2019, 8 de febrero), *Oiland Gas Magazine*. Recuperado el 8 de febrero de 2019 de https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/02/llaman-a-sener-impulsar-acciones-para-generar-energia-limpia/?fbclid=IwAR2uvWPPzBji8R_6-WBQ1rXHMT2HOW9br38gIPYrKWjDLaODt0k3d3M8o44
- LOREDO, D., (2019, 14 de agosto), “2019 será año récord de energía eólica: AMDEE”, *Energy 21*. Recuperado el 28 de septiembre de 2019 de <http://energy21.com.mx/renovables/2019/08/14/2019-sera-ano-record-en-energia-eolica-amdee>

- LOREDO, D., (2019, 31 de octubre), “Avanzan proyectos renovables de subastas en México”. *Energy21*. Recuperado el 27 de diciembre de 2019 de <http://energy21.com.mx/renovables/2019/10/31/avanzan-proyectos-renovables-de-subastas-electricas-en-mexico>
- “Los dos mejores distribuidores de energía en Brasil son de Neoenergía”, (2019, 3 de julio), Sección de noticias del portal electrónico de Neoenergía. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://www.neoenergia.com/es-es/sala-de-comunicacion/noticias/Paginas/neoenergia-tiene-dos-mejores-distribuidores-energia-brasil.aspx>
- “Los obstáculos de la Transición energética”, (2015, 9 de diciembre), Portal electrónico del Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. Recuperado el 7 de julio de 2019 <http://cidac.org/los-obstaculos-de-la-transicion-energetica/>
- LOZANO, L., (2019, 15 de julio), “Planta de Mérida IV comenzará a operar en mayo de 2020” *El financiero*. Recuperado el 21 de septiembre de 2019. De <https://www.elfinanciero.com.mx/peninsula/planta-de-merida-iv-comenzara-a-operar-en-mayo-de-2020>
- MANDUJANO, I., (2019, 9 de septiembre), “Indígenas de Chiapas exigen a AMLO la condonación de adeudos con la CFE”, *Revista Proceso*. Recuperado el 22 de septiembre de 2019 de <https://www.proceso.com.mx/599096/indigenas-de-chiapas-exigen-a-amlo-la-condonacion-de-adeudos-con-la-cfe>
- MANZO, D., (2015, 22 de febrero), “Mareña cambia razón social para retomar proyecto eólico en Oaxaca”, *Periódico La Jornada*. Recuperado el 7 de marzo de 2019 <https://www.jornada.com.mx/2015/02/22/estados/026n1est>
- MANZO, D. (2019, 21 de noviembre), “Energía limpia y contratos sucios: así operan las eólicas en Oaxaca (Reportaje)”, *Aristegui noticias*. Recuperado el 8 de diciembre de 2019 de <https://aristeguinoticias.com/2111/mexico/energia-limpia-y-contratos-sucios-asi-operan-las-eolicas-en-oaxaca-reportaje/>
- MANZO, D. y PÉREZ, J., (2019, 29 de mayo), “Inauguran un parque eólico y dos subestaciones eléctricas en Oaxaca”, *La Jornada*. Recuperado el 29 de mayo de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2019/05/29/estados/029n1est?fbclid=IwAR3xzDnn1kvhE541G8ppVC99t0BFgkUi5nh3svou8QUrUUwr1Y9f7jA523g>
- MARTÍNEZ, V., (2018, 18 de octubre), “Llevan a cabo consulta pública del Parque Eólico en Chicxulub”, *Por esto!* Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://www.poresto.net/2018/10/18/llevan-a-cabo-consulta-publica-del-parque-eolico-en-chicxulub/>
- MÉNDEZ, A., (2014, 12 de agosto), “Interponen la primera demanda de amparo contra reglamentación en materia energética” *La Jornada*. Recuperado el 17 de septiembre de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2014/08/12/politica/004n1pol>
- “México crea fondo para Mesoamérica y el Caribe”, (2011, 5 de diciembre), *El Economista*. Recuperado el 3 de agosto de 2019 de <https://www.economista.com.mx/empresas/Mexico-crea-fondo-para-Mesoamerica-y-el-Caribe--20111205-0109.html>
- “México presenta a Centroamérica los avances del nuevo mercado eléctrico nacional”, (2017, 9 de febrero), *Prensa de la AMEXCID*. Recuperado el 27 de octubre de 2019 de <https://www.gob.mx/amexcid/prensa/mexico-presenta-a-centroamerica-los-avances-del-nuevo-mercado-electrico-nacional>
- “México y Centroamérica conectados con la misma energía”, (2017, 8 de marzo), *Blog de noticias de la AMEXCID*. Recuperado el 13 de mayo de 2019 de

<https://www.gob.mx/amexcid/articulos/mexico-y-centroamerica-conectados-con-la-misma-energia?idiom=es>

- “México y Guatemala analizan construcción de 4 hidroeléctricas”, (2013, 27 de abril), *Notimex y El financiero*. Recuperado el 5 de diciembre de 2019 de <https://www.elfinanciero.com.mx/politica/mexico-y-guatemala-analizan-construccion-de-hidroelectricas>
- “México y República de China Taiwán cumplen 25 años como socios del BCIE” (2017, 10 de noviembre), *Portal de noticias del BCIE*. Recuperado el 23 de octubre de 2019 de <https://www.bcie.org/novedades/noticias/articulo/mexico-y-republica-de-china-taiwan-cumplen-25-anos-como-socios-del-bcie/>
- MOGUEL, Y., (2018, 7 de enero), “Yucatán invertirá 550 mdd en tres parques eólicos”, *El financiero*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/yucatan-invertira-550-mdd-en-tres-parques-eolicos.html>
- “Anulan proyecto de hidroeléctrica”, (2016, 12 de diciembre), *Novedades de Tabasco*. Recuperado el 8 de mayo de 2019 de <http://novedadesdetabasco.com.mx/2016/12/12/anulan-proyecto-de-hidroelectrica/>
- “Motul y Ticul <acaparan> parques eólicos y solares en Yucatán”, (2016, 31 de marzo) *Maya Politikon*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://mayapolitikon.com/parques-eolicos-yucatan/>
- NAVA D., (2019, 10 de abril), “Península de Yucatán, en riesgo de desabasto energético: CRE”, *El Financiero*. Recuperado el 6 de agosto de 2019 de <https://www.elfinanciero.com.mx/peninsula/peninsula-de-yucatan-en-riesgo-de-desabasto-energetico-cre>
- “Ordenan suspender parque eólico en comunidad maya de Sinanché”, 2020 7 de mayo, *Noticaribe*. Recuperado el 29 de septiembre de 2020 de <https://noticaribe.com.mx/2020/05/07/ordenan-suspender-parque-eolico-en-comunidad-maya-de-sinanche/>
- ORTA, C., (2019, 4 de abril), “Apagones seguirán en la Península de Yucatán por desabasto de gas”. *El Financiero*. Recuperado el 4 de abril de 2019 de <https://www.elfinanciero.com.mx/peninsula/apagones-seguiran-en-la-peninsula-de-yucatan-por-desabasto-de-gas>
- “Otorgar certificados de energía limpia a CFE simula cumplimiento de metas; presentaremos 14 amparos: AMDEE”, (2019, 20 de noviembre), *Aristegui Noticias*. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de <https://aristeguinoticias.com/2011/mexico/otorgamiento-de-certificados-de-energia-limpia-a-la-cfe-simula-cumplimiento-de-metas-amdee/>
- PECH, R., (2019, 12 de febrero), “Transición energética, fiasco o realidad”, *La jornada*. Recuperado el 17 de marzo de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2019/02/12/opinion/016a1pol>
- “Península de Yucatán candidato para la primera subasta regional: Iniciativa Climática de México”, (2019, 19 de septiembre), *Energía hoy*. Recuperado el 25 de septiembre de 2019 <https://energiahoy.com/2019/09/19/peninsula-de-yucatan-candidato-para-la-primera-subasta-regional-iniciativa-climatica-de-mexico/>
- “Plataforma México, Clima y Energía (PMCE) demanda mayor fomento de energías renovables”, (2019, 19 de septiembre), *Energía Limpia XXI*. Recuperado el 24 de septiembre de 2019 de <https://energialimpiaparatodos.com/2019/09/19/plataforma-mexico-clima-y-energia-pmce-demanda-mayor-fomento-de-energias-renovables/>

- “Pobladores de Sinanché en Yucatán temen ecocidio en sus tierras por construcción de parque eólico” (2018, 26 de mayo), *Vanguardia*. Recuperado el 28 de septiembre de 2019 <https://vanguardia.com.mx/articulo/pobladores-de-sinanche-en-yucatan-temen-ecocidio-en-sus-tierras-por-construccion-de-parque>
- “Presentan resultados de acciones para fortalecer a la CFE”, (2019, 18 de diciembre), *La Jornada*. Recuperado el 18 de diciembre de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2019/12/18/economia/027n2eco>
- “Primer parque solar”, (2019, 8 de junio), *Diario de Yucatán*. Recuperado el 25 de septiembre de 2019 <https://www.yucatan.com.mx/merida/primer-parque-solar>
- “Pronunciamiento de REMA, MAPDER y otras organizaciones en solidaridad con el FPDS, Defensa del Soconusco, Chiapas”, (2016, 12 de octubre), Sección de noticias del Portal electrónico Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos. Recuperado el 14 de abril de 2019 de <http://www.mapder.lunasexta.org/>
- “Proyecto Mesoamérica: 10 años cooperando para la prosperidad de la región”, (2018, 28 de junio), Sección de Noticias del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica. Recuperado el 2 de febrero de 2019 de http://www.proyectomesoamerica.org/index.php/comunicacion/seccion-noticias?%20option=com_content&view=article&id=376&catid=20&Itemid=138
- PRUD’HOMME, E., (2019, 19 de julio), “Column: Solving the Natural Gas Supply Crunch in the Yucatán Peninsula”, [Resolviendo la escasez de suministro del gas natural en la Península de Yucatán], *Natural Gas Intel news*. Recuperado el 2 de enero de 2020 de <https://www.naturalgasintel.com/articles/119029-column-solving-the-natural-gas-supply-crunch-in-the-yucatan-peninsula>
- “Quema de caña, causa de apagón masivo en Península de Yucatán”, (2019, 5 de abril), *El Universal*. Recuperado el 5 de abril de 2019 de <https://www.eluniversal.com.mx/estados/quema-de-cana-causa-de-apagon-masivo-en-peninsula-de-yucatan>
- RAMÍREZ, G., (2019, 19 de septiembre), “Especialistas dan visto bueno a subastas regionalizadas propuestas por Sener”, *El Sol de México*. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de <https://www.elsoldemexico.com.mx/finanzas/especialistas-dan-visto-bueno-a-subastas-regionalizadas-propuestas-por-sener-4203501.html>
- “Reduce la CFE en 2019 el índice de pérdidas de energía eléctrica a 10.97%”, (2020, 19 de febrero), *News Reportmx*. Recuperado el 25 de agosto de 2021 de <https://newsreportmx.com/2020/02/19/reduce-la-cfe-en-2019-el-indice-de-perdidas-de-energia-electrica-a-10-97/>
- REYNA, J., (2019, 12 de febrero), “Incertidumbre por la cancelación de la cuarta subasta eléctrica: Moody’s” *La Jornada*. Recuperado el 28 de marzo de 2019 <https://www.jornada.com.mx/2019/02/12/politica/006n1pol>
- RÍOS, M., (2019, 27 de marzo), “Transmisión de energías, los grandes pendientes en el sector eléctrico”, *Oil and Gas Magazine*. Recuperado el 27 de marzo de 2019 <https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/03/transmision-de-energia-los-grandes-pendientes-en-el-sector-electrico/>
- RODRÍGUEZ, C., (2013, 22 de junio), “Cuatro heridas sobre el río Grijalva”, *La Jornada*. Recuperado el 28 de octubre de 2019 de <https://www.jornada.com.mx/2012/06/23/cam-heridas.html>
- ROJAS I., (2020, 21 de octubre), “SAESA busca reactivar la central térmica brasileña Uruguiana”, *Lexlatin*. Recuperado el 27 de julio de 2021 de

<https://lexlatin.com/noticias/saesa-busca-reactivar-central-termica-brasilena-uruguiana>

- ROJAS, R., (2016, 26 de enero), “San Dionisio del Mar, Oaxaca, festejará el triunfo contra parque eólico que afectaría a pescadores”, *Desinformémonos*. Recuperado el 4 de agosto de 2019 <https://desinformemonos.org/san-dionisio-del-mar-oaxaca-festejara-el-triunfo-contra-parque-eolico-que-afectaria-a-pescadores/>
- RUIZ, E., (2020, 5 de enero), “Ira y miedo en el istmo de los vientos”. *Revista Proceso*. Recuperado el 4 de febrero de 2020 de <https://www.proceso.com.mx/612863/ira-y-miedo-en-el-istmo-de-los-vientos>
- “Se inauguró el Parque eólico Progreso, en Yucatán” (2020, 11 de agosto) *Energía a debate*. Recuperado el 29 de septiembre de 2020 de <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/se-inauguro-el-parque-eolico-progreso-en-yucatan/>
- S.M., (2019, 29 de abril), “Contaminación de coches eléctricos: Un nuevo estudio asegura que contaminan más que los diésel”. *ABC Economía*. Recuperado el 29 de abril de 2019 de https://www.abc.es/motor/economia/abci-contaminacion-coches-electricos-nuevo-estudio-asegura-contaminan-mas-diesel-201904291649_noticia.html
- SÁNCHEZ, D., (2018, 9 de noviembre), “APRUEBAN <<FAST TRACK>> MEGAPROYECTO ELÉCTRICO LA PIMIENTA”, *Página 66*. Recuperado el 25 de septiembre de 2019 de <https://www.pagina66.mx/aprueban-fast-track-megaproyecto-electrico-la-pimienta/>
- SÁNCHEZ, D., (2019, 12 de julio), “Van por 3er. megaproyecto solar aledaño a Laguna de Términos”, *Página 66*. Recuperado el 25 de septiembre de 2019 de <https://www.pagina66.mx/van-por-3er-megaproyecto-solar-aledano-a-laguna-de-terminos/>
- SÁNCHEZ, D., (2019, 21 de octubre), “TRANSNACIONAL VA POR CUARTO MEGAPROYECTO ELÉCTRICO SOLAR”, *Página 66*. Recuperado el 8 de diciembre de 2019 de <https://www.pagina66.mx/transnacional-va-por-cuarto-megaproyecto-electrico-solar/>
- “Se cancela cuarta subasta de energías limpias para evitar robo a la CFE.”, (2019, 7 de mayo), *Oil and Gas Magazine*. Recuperado el 7 de mayo de 2019 de https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/05/cancelan-subasta-de-energias-limpias-para-evitar-robo-a-la-cfe/?fbclid=IwAR0qvG-f9tWcftCysuy_WDftQCWsB49mcr1ZvjRsl-0Zr5EJqmYa5Hwrozc3fiYIZ8sSLyV_KkcyRYCf2Zw-bzgb8S62rYQnC3YRJq7wwHtEFs3YVvyk
- “Separación legal de la CFE podría generar riesgos a la competencia en la industria eléctrica: Cofece”, (2019, 8 de mayo), *Oil and Gas Magazine*. Recuperado el 8 de mayo de 2019 de https://oilandgasmagazine.com.mx/2019/05/separacion-legal-de-la-cfe-podria-generar-riesgos-a-la-competencia-en-la-industria-electrica-cofeca/?fbclid=IwAR3fiYIZ8sSLyV_KkcyRYCf2Zw-bzgb8S62rYQnC3YRJq7wwHtEFs3YVvyk
- “Si sector privado no invierte para más energía eléctrica, CFE lo hará: AMLO”, (2019, 21 de diciembre), *Notimex* y *Forbes*. Recuperado el 13 de febrero de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/si-sector-privado-no-genera-energia-electrica-cfe-lo-hara-amlo/>
- SÍGLER, E., (2019, 22 de noviembre), “Un juez suspende los cambios a los certificados de energías limpias”, *CNNExpansión*. Recuperado el 29 de noviembre

de 2019 de <https://expansion.mx/empresas/2019/11/22/un-juez-suspende-los-cambios-a-los-certificados-de-energias-limpias>

- SÍGLER, E., (2019, 25 de noviembre), “CFE acusa multa fantasma de 2,000 mdp por los certificados de energías limpias”, *CNNExpansión*. Recueprado el 29 de noviembre de 2019 de <https://expansion.mx/empresas/2019/11/25/cfe-acusa-multa-fantasma-de-2-000-mdp-por-los-certificados-de-energias-limpias>
- SINGH, N., (2019, 16 de julio), “EDF renewables apuesta por el mercado mexicano: supera los 500 MW operativos y los 1000 MW de proyectos en desarrollo”. *Energía estratégica*. Recuperado el 3 de octubre de 2019 de <http://www.energiaestrategica.com/edf-renewables-apuesta-por-el-mercado-mexicano-supera-los-500-mw-operativos-y-los-1000-mw-de-proyectos-en-desarrollo/>
- SOARES, A., (2016, 15 de noviembre), “El interés de las empresas chinas de energía eléctrica en Brasil”, Sección de noticias del BID. Recuperado el 15 de agosto de 2021 de <https://blogs.iadb.org/integracion-comercio/es/el-interes-de-las-empresas-chinas-de-energia-electrica-en-brasil/>
- SOLÍS, A., (2018, 27 de febrero), “Ahora Belice podrá venderle a México sus sobras de electricidad”, *Forbes México*. Recuperado el 6 de noviembre de 2018 de junio de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/ahora-belice-podra-venderle-electricidad-a-cfe/>
- SOLÍS, A., (2019, 27 de agosto), “IEnova presume 10 años más de contrato con CFE por gasoductos”. *Forbes México*. Recuperado de 18 de septiembre de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/ienova-presume-10-anos-mas-de-contrato-con-cfe-por-gasoductos/>
- SOLÍS A., (2018, 6 de noviembre), “No sólo del norte, México importa electricidad de Panamá”, *Forbes México*. Recuperado el 6 de junio de 2019 de https://www.forbes.com.mx/mexico-apuesta-por-centroamerica-recibe-electricidad-desde-panama/?fbclid=IwAR14932Z0KFu4RuvxJ_Uo7UT2nlWTA580c-VTzNkBBZB6ulYxfuuCAPpbpl
- SOLÍS, A., (2019, 18 de septiembre), “Sener revira: habrá más subastas eléctricas, pero regionales”. *Forbes México*. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/sener-revira-abre-puerta-a-subastas-electricas-pero-regionales/>
- SOLÍS, A., (2019, 25 de noviembre), “Los certificados de energía limpia impactaron tarifas eléctricas: CFE”, *Forbes México*. Recuperado el 29 de noviembre de 2019 de <https://www.forbes.com.mx/certificados-de-energia-limpia-impactaron-tarifas-electricas-cfe/>
- STILLMAN, A., (2019, 23 de diciembre), “Esto es lo que debes saber sobre el ‘golpe’ que alista CFE a la IP con incremento a tarifas de transmisión”. *El Financiero*. Recuperado el 6 de enero de 2020 de <https://elfinanciero.com.mx/empresas/cfe-quiere-cancelar-descuentos-en-costos-de-transmision-bloomberg>
- Tercera declaración de Tapachula, por territorios libres de represas y minería en sierra madre del sur y llanura costera de chiapas”, (2015, 9 de diciembre), Sección de noticias del Portal electrónico Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos. Recuperado el 14 de abril de 2019 de <http://www.mapder.lunasexta.org/>
- TORRES, A., (2019, 19 de junio), “¿Qué pasa en la Península de Yucatán?”, *El financiero*. Recuperado e 19 de junio de 2019 de

<https://www.elfinanciero.com.mx/opinion/atzayaelh-torres/que-pasa-en-la-peninsula-de-yucatan>

- TORO M., (2015, 13 de julio), “Subsidiando la ineficiencia eléctrica cuando no hay recursos”, portal electrónico del Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. Recuperado el 7 de julio de 2019 de <http://cidac.org/subsidiando-la-ineficiencia-electrica-cuando-no-hay-recursos/> artículo publicado previamente, el 25 de junio de 2015 en *Animal Político* recuperado de <https://www.animalpolitico.com/tanque-pensante/subsidiando-la-ineficiencia-electrica-cuando-no-hay-recursos/>
- “Tras pugna con CFE, gasoducto Texas – Tuxpan inicia operaciones”, (2019, 17 de septiembre), *Eje Central*. Recuperado el 17 de septiembre de 2019 de <http://www.ejecentral.com.mx/tras-pugna-con-cfe-gasoducto-texas-tuxpan-inicia-operaciones/>
- “Un apagón deja sin electricidad a Panamá y a partes de Nicaragua, Costa Rica y Guatemala”,(2019, 20 de enero),*BBC News Mundo*. Recuperado el 30 de octubre de 2019 <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-46936504>
- VALDIVIESO, G., (2019, 19 de octubre), “Centro europeo pide a eólica respetar DH”, *NVI noticias*. Recuperado el 10 de diciembre de 2019 de <https://www.nvinoticias.com/nota/128710/centro-europeo-pide-eolica-respetar-dh>
- VÁZQUEZ, J., (2018, 25 de abril), “Alistan nuevo parque eólico para Yucatán”,*El economista*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/estados/Alistan-nuevo-parque-eolico-para-Yucatan-20180426-0002.html>
- VÁZQUEZ, J., (2016, 18 de julio), “En consulta pública, nuevo parque eólico en Yucatán”,*El economista*. Recuperado el 16 de diciembre de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/estados/En-consulta-publica-nuevo-parque-eolico-en-Yucatan-20160718-0031.html>
- VÁZQUEZ, J., (2016, 18 de julio), “Planta eólica en Oaxaca producirá 100 MW”, *El economista*. Recuperado el 15 de diciembre de 2019 de <https://www.eleconomista.com.mx/estados/Planta-eolica-en-Oaxaca-producira-100-MW-20160718-0023.html>
- VON BERTRAB, E., (2016, 1 de abril), “Energía eólica: la lucha por el viento en México”, en *Magis ITESO*. Recuperado el 27 de agosto de 2019 de <https://magis.iteso.mx/content/energ%C3%ADa-e%C3%B3lica-la-lucha-por-el-viento-en-m%C3%A9xico>
- WEBBER, J., (2019, 21 de diciembre), “Mexicoplanscrackdownonprivateelectricitymarket”[México alista golpe contra el Mercado eléctrico privado], *Financial Times*. Recuperado el 21 de diciembre de 2019 de <https://www.ft.com/content/c7e4d878-21f4-11ea-b8a1-584213ee7b2b>
- ZARCO, J., (2019, 20 de septiembre), “Regionalizar subastas, opción óptima e inmediata para la península de Yucatán”,*PV – Magazine*. Recuperado el 23 de septiembre de 2019 de https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/09/20/regionalizar-subastas-opcion-optima-e-inmediata-para-la-peninsula-de-yucatan/?utm_source=Biblio&utm_campaign=Internal