

Estudio:

Modelo de Suficiencia Energética Industrial para León

2024



Contenido

1. Objetivo.....	1
2. Contexto	1
2.1 Nearshoring.....	1
2.2 Abastecimiento de energía eléctrica.	6
3. Modelo Actual	21
3.1 Esquema del suministro eléctrico en México.	21
3.2 Suministro a través de CFE.	24
4. Modelo Idóneo.	31
4.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	31
4.2 Inversión conjunta en infraestructura.....	34
5. Capacidad.....	39
5.1 Zonas con condiciones favorables.....	39
5.2 Proyectos para prevenir riesgos de saturación.....	47
6. Proyección.....	48
6.1 Zonas con condiciones para desarrollo industrial.....	48
7. Ruta Crítica.....	50
7.1 Conclusiones	50
7.2 Recomendaciones	50



"Planear el futuro,
pensar el presente"

Glosario

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

GCR: Gerencia de Control Regional.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

RNT: Red Nacional de Transmisión.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.



RGD: Redes Generales de Distribución.

UM: Usuarios de Mercado.

"Planear el futuro,
pensar el presente"

USB: Usuarios del Servicio Básico.

SE: Subestación Eléctrica.

AT: Alta Tensión.

MT: Media Tensión.

BT: Baja Tensión.

PIE: Productores Independientes de Energía.

KV: Kilovolts.

KWh: Kilowatts por hora.

MW: Megawatts (potencia activa).

MWh: Megawatts por hora.

Mvar: Megavolt Ampere Reactivos (potencia reactiva).

GWh: Gigawatts por hora.

T-MEC: Tratado de Libre Comercio entre México, Estados Unidos y Canadá.

LIE: Ley de la Industria Eléctrica.

SIM: Sistema de Información de Mercado.

PML: Precio Marginal Local.

LIE: Ley de la Industria Eléctrica.



"Planear el futuro,
pensar el presente"

1. Objetivo

El objetivo general del presente estudio es el de desarrollar una propuesta de modelo de abastecimiento energético práctico, aplicable y funcional que resuelva las necesidades actuales y futuras de demandas energéticas industriales en el municipio de León, Guanajuato.

Debemos resaltar que México, como país vecino de Estados Unidos, se ha visto beneficiado por la llegada de una parte importante de empresas extranjeras; sin embargo, su puesta en marcha ha incrementado, al mismo tiempo, la necesidad de aumentar el alcance y mejorar la calidad de diversos los servicios básicos; entre ellos el de generación y distribución de energía.

Es en este sentido que, en el marco de la actividad de la planeación, es de vital importancia tener claridad respecto del modelo actual de generación y distribución de energía y de sus limitaciones, para evitar que la disponibilidad de la misma no se convierta en un obstáculo que limite la llegada y crecimiento de las inversiones, nacionales o extranjeras, limitando el potencial de la economía municipal.


"Planear el futuro,
pensar el presente"

2. Contexto

2.1 Nearshoring.

2.1.1 Descripción y posibles impactos económicos.

A estas alturas, prácticamente todos hemos escuchado mencionar, en más de una ocasión, el concepto de nearshoring. A este término se le han dedicado, en diversos escenarios, un sinnúmero de charlas, conferencias y hasta foros; sin embargo, resulta imprescindible saber lo que este concepto representa; sus causas, consecuencias e implicaciones.

El nearshoring es una estrategia empresarial que consiste en trasladar procesos productivos a países que se encuentran en una ubicación geográfica más cercana, con relación al destino final de productos y/o servicios; esto con el objetivo de controlar riesgos y hacer más eficientes las cadenas de suministro.

Esta práctica surge como una respuesta a las limitaciones del modelo anterior, conocido como offshoring, el cual prioriza la disminución del costo de la mano de obra y tiene como destino predilecto para las inversiones el continente asiático. Esto por contar con una fuerza laboral densa y asequible. Sin embargo, éste traslado de producción presenta, al mismo tiempo, una serie de desafíos vinculados con la distancia.

- Largos tiempos de entrega y altos costos de transporte;
- Dificultades de coordinación entre equipos localizados en diferentes zonas horarias;
- Huella ambiental significativa debido al transporte de mercancías a larga distancia;
- Riesgos de interrupción en la cadena de suministro, agravados por factores externos como epidemias, guerras, crisis económicas y desastres naturales.

Es importante detallar un poco más este último punto, a través del recuento de tres importantes acontecimientos vividos recientemente y que se consideran como los que han terminado de dar forma al cambio de prioridades y, por ende, a la transición de estrategias offshoring a nearshoring.

1. La recesión mundial del 2008, que reveló la fragilidad de las cadenas de suministro largas y costosas. En consecuencia, desde inicios del 2010, se comenzó a buscar formas de reducir la complejidad y, a la vez, tener mayor control sobre los procesos logísticos como una forma de equilibrar costos, sin sacrificar eficiencia. Al mismo tiempo, los avances en automatización permitieron que las empresas pudieran combinar la producción eficiente que les daba la estrategia del offshoring con el establecimiento de centros productivos en locaciones más cercanas que mejoraran los tiempos de respuesta y los costos logísticos.
2. Las interrupciones masivas en las cadenas de suministro globales causadas por la pandemia de COVID-19, durante el 2020; las cuales terminaron de convencer a los inversionistas que era momento de terminar con la dependencia de proveedores lejanos. Como resultado, empresas norteamericanas comenzaron a trasladar operaciones de Asia a América Latina para evitar retrasos y garantizar un abastecimiento constante.
3. Por último, las tensiones comerciales, cada día más profundas, entre Estados Unidos y China; además de los conflictos bélicos en Ucrania y Medio Oriente, que incentivaron al resto de las multinacionales a trasladar sus operaciones a regiones más cercanas y con mayor estabilidad política y social.

"Planear el futuro,
pensar el presente"

En América del Norte, la magnitud del mercado de consumo de Estados Unidos, el acuerdo comercial celebrado con sus vecinos territoriales Canadá y México y la competitividad de la mano de obra mexicana, ha hecho de nuestro país un destino ideal para las inversiones que buscan implementar la estrategia del nearshoring. Esto tiene el potencial de traducirse en diversos beneficios para la economía local.

- Inversión extranjera directa: Empresas multinacionales que han comenzado a establecer fábricas, centros logísticos y oficinas en México

para servir al dinámico mercado del resto de América del Norte. Esto impulsará, de forma natural, el flujo de capital y fortalecerá la infraestructura económica.

- Empleo: El nearshoring ha empezado a generar nuevos puestos de trabajo en sectores clave como la manufactura, logística, tecnología y servicios. Esto reducirá el desempleo y mejorará la calidad del trabajo en diversas regiones.
- Desarrollo industrial: Industrias clave, como la automotriz y la electrónica, se han comenzado a beneficiar de la relocalización de plantas de producción. La demanda de bienes intermedios y componentes fabricados en México crecerá, impulsando la cadena de suministro local.
- Oferta de productos y servicios: La proximidad a Estados Unidos ha atraído ya a todo tipo de fabricantes; sin embargo, hay que considerar que no todo se terminará consumiendo en ese destino. El mercado de México tendrá acceso a más y mejor oferta de todo tipo de productos y servicios.
- Diversificación económica: Además de la manufactura tradicional, sectores emergentes como tecnología, servicios financieros y centros de soporte están encontrando en México un entorno favorable para establecer operaciones; lo cual ampliará la base económica del país.
- Integración regional: La implementación del T-MEC ha propiciado un entorno favorable para el comercio y las inversiones, lo que fortalecerá aún más las relaciones sociales y culturales entre los tres países participantes.
- Desarrollo territorial: Zonas del norte y centro de México han empezado a recibir un impulso significativo en infraestructura y empleo. Entidades como Nuevo León, Baja California, Jalisco, Guanajuato y Querétaro se seguirán posicionando como polos estratégicos, atrayendo más proyectos industriales y tecnológicos.

2.1.2 Casos reales que ejemplifican el concepto de nearshoring.

En el periodo 2023-2024, diversas fuentes han reportado la llegada de varios proyectos a nuestro país. De éstos, destacamos siete que, por el monto de la inversión, se consideran de los más relevantes.

Tabla 1. Proyectos de inversión llegados a México para el periodo 2023-2024

Empresa	Inversión (USD)	Origen	Destino	Sector
Mexico Pacific	15 mil millones	Estados Unidos	Sonora	Energía
Amazon (AWS)	5 mil millones	Estados Unidos	Querétaro	Informática
Ternium	4 mil millones	Luxemburgo	Nuevo León	Siderúrgica
BMW	800 millones	Alemania	San Luis Potosí	Automotriz
Sailun Tire	360 millones	China	Guanajuato	Autopartes
Solarever	170 millones	China	Durango	Baterías
Citic Dicastal	550 millones	China	Coahuila	Autopartes

Fuente: Elaborado con información de la Secretaría de Economía.

Encontrar en esta tabla inversiones de origen estadounidense resulta común, ya que, a lo largo de la historia, este ha sido el país que más invierte en México. Lo que, sin lugar a dudas, vale la pena señalar es la fuerte presencia de proyectos provenientes de China. Esto demuestra, con hechos reales, la transición de la estrategia internacional de offshoring a nearshoring.

Ahora, es importante entender que, así como el fenómeno económico en cuestión presenta diversas oportunidades introduce también una serie de exigencias políticas, económicas y sociales, mismas que, de no satisfacerse, limitarán significativamente las posibilidades de capitalizar los beneficios previamente mencionados. A continuación, destacamos aquellas que por muchos expertos han sido identificadas como las exigencias más relevantes y que, por ende, debieran ser consideradas como prioritarias:

- **Infraestructura:** La infraestructura existente en México está teniendo dificultades para satisfacer el aumento de la demanda logística. Carreteras, puertos y ferrocarriles se están congestionando, generando cuellos de botella en el transporte y aumentando significativamente sus costos.

- Mano de obra calificada: La llegada acelerada de nuevas empresas ha incrementado la demanda de mano de obra calificada, especialmente en roles de manufactura. Aunque México cuenta con una fuerza laboral joven, existe todavía una brecha importante entre las habilidades disponibles y ofertadas y las que la industria especializada demanda.
- Seguridad: Algunas regiones de México enfrentan graves problemas de seguridad, originados principalmente por el crimen organizado. Esto puede hacer que ciertas áreas del país sean menos atractivas para los inversionistas por traer consigo riesgos importantes y costos extraordinarios en la inversión.
- Sustentabilidad: Las consideraciones ambientales están cobrando, cada día, mayor importancia. El mercado espera y, en algunos casos, exige la adopción de prácticas sostenibles; sin embargo, cumplir con éstas supone inversiones significativas en procesos y tecnologías; mismas que deben de ser facilitadas por un marco regulatorio que brinde certeza e incentivadas por apoyos financieros y fiscales.
- Contenido nacional: El T-MEC promueve el intercambio comercial dentro de América del Norte, pero exige que los fabricantes en México cumplan con requisitos específicos de contenido, especialmente en industrias como la automotriz. Esto crea desafíos de costos y cumplimiento para las empresas que establecen operaciones en México y que no logran identificar opciones viables de proveeduría local.
- Estado de derecho: Las políticas regulatorias en México han sido en ocasiones impredecibles. Esta incertidumbre ha ahuyentado ya a algunas inversiones, pues las empresas temen posibles cambios regulatorios, sobre la marcha, que afecten sus operaciones y predicciones de retorno de inversión.
- Escasez energética: Las empresas que trasladan sus operaciones a México enfrentan un panorama poco favorable con relación al suministro de energía. Los proyectos de energía renovable han encontrado diversos obstáculos regulatorios y el Estado ha invertido poco en la red de transmisión eléctrica nacional; ambos contribuyendo a una dificultad para garantizar un suministro de energía suficiente y de calidad para cualquier sector, pero, especialmente, para la industria de manufactura.

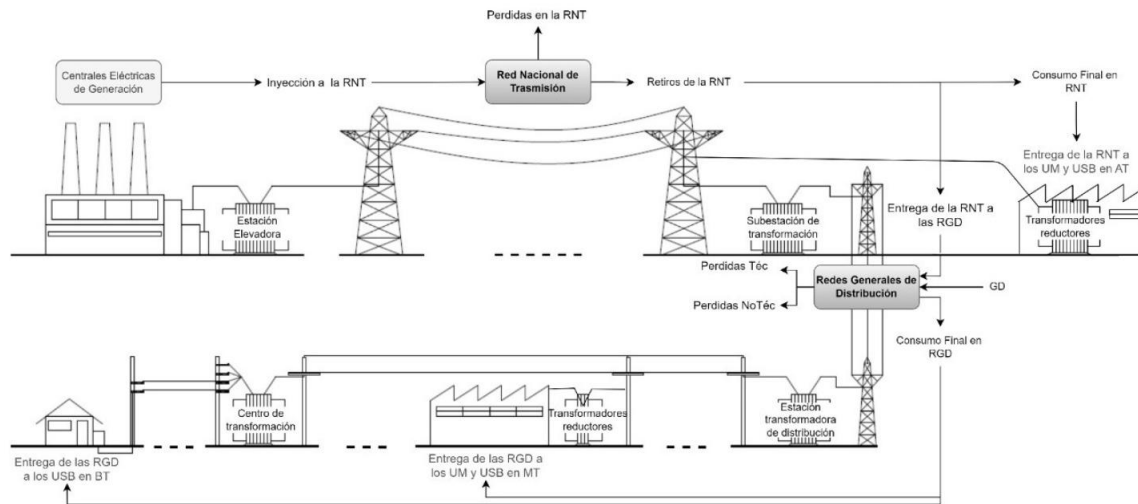
2.2 Abastecimiento de energía eléctrica.

2.2.1 Estado actual de suficiencia eléctrica en México.

El objeto de este estudio nos lleva a enfocarnos en el último punto del apartado anterior. Para esto es importante conocer, antes que nada, cómo está integrada la cadena de valor del sector eléctrico en México.

La siguiente imagen contiene una representación gráfica de cada uno de los elementos que conforman el SEN.

Diagrama 1. Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Tomado de CONAHCYT. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. Para mayor información consultar: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>


2.2.1.1 Generación: La electricidad es producida en plantas generadoras públicas y privadas, mediante distintas fuentes:

- Combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural;
- Renovables, como la hidroeléctrica, eólica, solar y geotérmica;
- De reacción, como la energía nuclear.

En México, tanto el sector público como empresas privadas, participan en la generación de electricidad. Aquí es importante señalar que uno de los principales logros de la Reforma Energética del 2013 fue permitir mayor participación privada

en la fase de generación; esto con el objetivo de que la disponibilidad eléctrica creciera en igual o mayor medida que la demanda y que la CFE enfocara sus recursos en las fases de transmisión y distribución. Sin embargo, por medio de una contrarreforma promovida en el 2021, se cancelaron diversos contratos de compraventa de electricidad y permisos de generación eléctrica, previamente otorgados a empresas privadas.

En términos de oferta, México cuenta con más de 600 centrales de generación eléctrica operativa, que incluyen tanto plantas públicas (CFE) como privadas, de Productores Independientes de Energía (PIE) y de otros Permisionarios. Dichas centrales de generación se dividen de la siguiente manera:

- Plantas públicas: 159 centrales de generación, propiedad de CFE, que suman una capacidad instalada de 43,457 MWh y de entre las cuales destacan:
 - Centrales térmicas convencionales que utilizan gas natural, combustóleo o carbón. Son las más numerosas y tradicionales, pero también las menos eficientes y que mayor impacto ambiental generan. 
 - Hidroeléctricas, que suman alrededor de 100 plantas. Son una de las mayores fuentes de energía renovable, gestionadas por la CFE.
 - La central de Laguna Verde en Veracruz, que cuenta con una capacidad de 1,640 MWh y es la única planta nuclear en el país.
 - Varias plantas geotérmicas ubicadas principalmente en Baja California, Michoacán y Puebla. Estas plantas hacen de México uno de los países con mayor capacidad para este tipo de generación.
- Plantas privadas: Más de 400 centrales de particulares las cuales, desde la reforma energética de 2013, han contribuido significativamente al desarrollo de la generación eléctrica, particularmente en energías renovables:
 - Más de 200 parques solares, concentrados principalmente en los estados de Sonora, Chihuahua y Coahuila.

- Alrededor de 70 parques eólicos, localizados principalmente en el Istmo de Tehuantepec, Tamaulipas y Baja California.
- Plantas de cogeneración que producen electricidad y calor, usadas por industrias como la petroquímica y la manufactura.

El siguiente mapa muestra las centrales eléctricas en operación a diciembre de 2022.

Diagrama 2. Centrales eléctricas del SEN en operación. Diciembre 2022



Fuente: Tomado de CONAHCYT. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. Para mayor información consultar: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía, en 2023, el total de energía eléctrica generada fue de 351,695 GWh; lo cual, comparado con la capacidad instalada de 2022, representa un incremento de 3.22%.

Diagrama 3. Balance Nacional de Energía. México. 2023

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica total	32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16	35,558.85	20,609.00
Geotermoeléctricas	5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90	4,412.68	4,161.00
Eoloeléctricas	12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87	20,528.75	20,700.00
Fotovoltaica total	3,211.71	9,964.32	15,835.61	20,194.91	20,342.04	23,338.00
Fotovoltaica	2,193.56	8,399.48	13,532.05	17,084.59	16,292.74	18,147.00
Fotovoltaica Generación Distribuida	1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32	4,049.30	5,191.00
Bioenergía total	1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58	2,141.26	499.00
Nucleoeléctrica	13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53	10,539.47	12,043.00
Frenos Regenerativos	3.6	3.6	3.6	3.60	3.60	-
Cogeneración Eficiente Total	2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51	4,204.13	4,136.00
Energía libre de combustible fósil	-	-	-	-	7,502.09	-
Energía adicional por enfriamiento auxiliar	-	-	-	-	925.82	-
Baterías	-	-	-	-	12.27	63.00
LIMPIAS TOTAL	70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07	106,170.96	85,550.00
% DE LIMPIAS TOTAL	22.47%	22.23%	26.57%	29.47%	31.16%	24.33%
CONVENCIONALES FÓSILES TOTAL	243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91	234,541.79	266,144.00
% DE CONVENCIONALES FÓSILES	77.53%	77.77%	73.43%	70.53%	68.84%	75.67%
TOTAL	313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,598.00	340,712.75	351,695.00

Fuente: Tomado de la Secretaría de Energía. Balance Nacional de Energía 2023.

En términos de demanda, según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el consumo neto del SEN en 2023 fue de 345,439 GWh; el cual, comparado con el consumo neto de 2022, representa un incremento de 3.53%.

Diagrama 4. Consumo neto de energía. México. 2023

	2021		2022		2023	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	322,552	3.5	333,662	3.4	345,439	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	304,034	3.4	314,317	3.4	326,027	3.7
Baja California (SIBC)	15,541	5.8	16,233	4.5	15,999	-1.4
Baja California Sur (SIBCS)	2,826	8.4	2,964	4.9	3,257	9.9
Mulegé (SIMUL)	150	1.9	148	-1.4	157	5.7
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL (GCR)						
Central (CEN)	56,862	1.1	58,099	2.2	58,623	0.9
Oriental (ORI)	52,083	4.5	53,321	2.4	55,374	3.9
Occidental (OCC)	69,893	3.0	72,679	4.0	75,542	3.9
Noroeste (NOR)	25,548	0.5	25,735	0.7	27,610	7.3
Norte (NTE)	28,948	1.3	29,735	2.7	31,179	4.9
Noreste (NES)	57,152	6.3	60,277	5.5	61,757	2.5
Peninsular (PEN)	13,549	8.9	14,470	6.8	15,941	10.2

Fuente: Tomado de la Secretaría de Energía. PRODESEN 2023-2037.

Si comparamos la cantidad de energía eléctrica que se generó en 2023 con la que se consumió durante el mismo año, entendemos que existía aún un superávit de disponibilidad; sin embargo, si comparamos el ritmo de crecimiento de la demanda con el de la oferta, nos damos cuenta que el crecimiento de la demanda es ligeramente mayor al de la oferta y que esto nos llevará, naturalmente a un déficit eléctrico.

2.2.1.2 Transmisión: La electricidad generada se transporta a grandes distancias mediante líneas de alta tensión, desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo. Cabe mencionar que la transmisión de alta tensión permite minimizar pérdidas en la energía durante el trayecto.

Diagrama 5. Red Nacional de Transmisión. Líneas de Transmisión. México. 2023



Fuente: Tomado de CONAHCYT. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. Para mayor información consultar: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/transmision>

En México, el encargado de la transmisión eléctrica es CFE Transmisión, una de las subsidiarias de la CFE; responsable de operar, mantener y expandir la RNT, infraestructura eléctrica que garantiza que la electricidad generada llegue, a través de líneas con diferentes niveles de tensión, a los centros de distribución y consumo. El siguiente mapa muestra la RNT¹ y líneas de transmisión en proyecto a abril del 2024.

2.2.1.3 Distribución: En esta fase, la electricidad es transformada a niveles de voltaje más bajos para ser distribuida a los usuarios finales. La distribución implica transportar la energía desde las subestaciones de transmisión hasta las residencias, comercios e industrias.

El encargado de la distribución eléctrica en México es CFE Distribución. A través de ella, la CFE gestiona las RGD, infraestructura de redes eléctricas de baja, media y alta tensión que asegura el suministro eléctrico a los consumidores. El siguiente mapa² muestra las subestaciones eléctricas en operación a abril de 2024.

¹ Para más información, consultar <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/transmision>

² Para más información, consultar <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/transmision>

Diagrama 6. Red Nacional de Transmisión. Subestaciones. México. 2023



Fuente: Tomado de CONAHCYT. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. Para mayor información consultar: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/transmision>

"Planear el futuro,

2.2.1.4 Comercialización: En esta etapa se gestiona la venta y administración de los contratos con los consumidores; misma que incluye el proceso de lectura de medidores, facturación, cobro y servicio al cliente.

Actualmente CFE sigue siendo el principal proveedor para la mayoría de los usuarios residenciales y pequeños negocios. Sin embargo, las empresas más grandes y los usuarios industriales pueden elegir su proveedor de electricidad a través de contratos bilaterales o participando en un mercado abierto.

2.2.2 El reto que supone el nearshoring en términos de suficiencia eléctrica.

Además del déficit por falta de inversión en proyectos de generación, existen ciertos desafíos estructurales y operativos que limitan el desarrollo del sector eléctrico.

- Crecimiento acelerado de la demanda: México tiene una población creciente, lo que aumenta la demanda de electricidad en áreas

residenciales y urbanas. Esto se suma al crecimiento ya mencionado del sector industrial y de servicios; mismo que ha llevado a un mayor consumo energético, especialmente en regiones del país donde la infraestructura eléctrica es limitada.

- **Infraestructura obsoleta:** Muchas plantas de generación eléctrica en México son antiguas, ineficientes o dependen de tecnologías costosas, basadas en combustibles fósiles; esto limita la capacidad del país para producir suficiente electricidad de manera eficiente.

Además, la red de transmisión y distribución es vieja y no ha recibido inversiones suficientes para modernizarse, lo que genera pérdidas significativas de energía durante el transporte; misma que va del 13% al 15% del total generado.

- **Caída de inversión privada:** Los cambios en las leyes y regulaciones energéticas han priorizado el fortalecimiento de la CFE, generando incertidumbre para los inversionistas privados. Esto ha frenado el desarrollo de nuevas plantas de generación y proyectos de infraestructura claves para modernizar el SEN. municipal de Planeación *Leon*

- **Dependencia de combustibles fósiles:** A pesar de los esfuerzos por diversificar la matriz energética, México sigue dependiendo en gran medida de combustibles fósiles, como el gas natural, para generar electricidad. Esto tiene varios efectos negativos, ya que gran parte del gas natural utilizado en México es importado y su precio, a nivel internacional, fluctúa demasiado; lo cual genera dependencia externa e incertidumbre en términos de costos por generación.

Además, el uso de combustibles fósiles aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que impacta negativamente las metas ambientales del país.

- **Atraso en energías renovables:** Aunque México tiene un gran potencial para generar energía solar y eólica, este potencial no se ha aprovechado al máximo, pues no se cuenta con una infraestructura adecuada para almacenarlas y la inversión en proyectos de este tipo que, a partir de la reforma de 2013, empezaba a haber ha disminuido, significativamente, en

años recientes por la incertidumbre regulatoria y los cambios drásticos en la política pública.

- Ineficiencias operativas y pérdidas técnicas: Las pérdidas técnicas, por redes obsoletas o mal mantenidas, y pérdidas no técnicas, como el robo de electricidad, representan un porcentaje significativo del total de energía producida y no aprovechada, especialmente en regiones con altos niveles de informalidad.
- Impacto del cambio climático: El cambio climático ha afectado la capacidad de generación hidroeléctrica debido a sequías y cambios en los patrones de lluvia, limitando una fuente importante de electricidad renovable en el país. Además, el aumento de temperaturas incrementa la demanda eléctrica, especialmente por el uso de aire acondicionado en regiones cálidas.

2.2.3 Casos que ejemplifican la problemática por insuficiencia de energía eléctrica, a nivel local.

Con base en lo mencionado en el primer punto de este capítulo podemos concluir que el resultado natural del fenómeno económico de nearshoring, para el municipio de León, será la llegada cada vez más frecuente, de inversiones extranjeras como las expuestas en el punto 2.1.2.

Sin embargo, no debemos de olvidar que un escenario que combina crecimiento acelerado de demanda eléctrica por la llegada de nuevos consumidores con crecimiento insuficiente de oferta por falta de inversión en infraestructura pudiera presentarnos, al mismo tiempo, retos significativos:

- Regiones en donde, la insuficiencia en la capacidad de generación o la falta de mantenimiento de la red, provoque interrupciones en el suministro.
- Incremento en las tarifas para consumidores por la falta de infraestructura y dependencia de importaciones de combustibles fósiles.
- Limitaciones al desarrollo industrial y comercial en regiones con potencial de crecimiento económico por insuficiencia en general de electricidad.

2.2.4 Infraestructura de la red a nivel local.

De acuerdo a CONAHCYT³, en el estado de Guanajuato se cuenta con las siguientes plantas en operación, de acuerdo a su tipo de fuente. Las plantas en color verde son aquellas que se ubican en el municipio de León y podemos ver que la mayoría están enfocadas a la modalidad de autoabastecimiento y solamente una a la de cogeneración:

Fotovoltaica

- Nombre: Ecopur
 - Tipo tecnología: Fotovoltaica
 - Empresa: Ecopur S.A de C.V
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Sol
 - Modalidad: Generacion
- Nombre: Don José
 - Tipo tecnología: Fotovoltaica
 - Empresa: Más Energía S. de R.L. de C.V
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Sol
 - Modalidad: Generacion
- Nombre: FV Mexsolar II
 - Tipo tecnología: Fotovoltaica
 - Empresa: FV Mexsolar II, S. A. P. I. de C. V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Sol
 - Modalidad: Generacion
- Nombre: San Miguel V (Orsipo 5 Solar)
 - Tipo tecnología: Fotovoltaica
 - Empresa: Green Hub, S. de R. L. de C. V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Sol
 - Modalidad: Generacion

³ Para más información, consultar <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>

- Nombre: Solar Apaseo
 - Tipo tecnología: Fotovoltaica
 - Empresa: Más Energía S. de R.L. de C.V
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Sol
 - Modalidad: Autoabastecimiento

Térmica y combustión

- Nombre: Térmica San Luis de la Paz (AUT)
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- Nombre: Mission Hills
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Mission Hills, S. A. de C. V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- Nombre: Biotek Power
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Biotek Power S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación
- Nombre: Planta Celaya
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Grupo Gamesa, S. de R. L. de C. V., Planta Celaya
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural y Diesel
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- Nombre: Empacadora Celaya
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Empacadora Celaya S.A. de C.V.
 - Sector: Privado

- Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación
- Nombre: Central Aztecas
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Teléfonos de México S.A.B. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Diesel
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- Nombre: CT Salamanca
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: CFE
 - Sector: Público
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación
- Nombre: Ing. Antonio M. Amor
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Pemex-Refinación, Ing. Antonio M. Amor
 - Sector: Público
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Cogeneración
- Nombre: Agribrands Purina México
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Agribrands Purina México S. de R.L. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- Nombre: Central Irapuato
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Altopro S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación
- Nombre: Beiersdorf Manufacturing México
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Beiersdorf Manufacturing México S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación

- **Nombre: Laproba El Aguila**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Laproba El Aguila S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Diesel
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- **Nombre: Novatec Pagani**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Novatec Pagani S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Diesel
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- **Nombre: Celulosa y Papel del Bajío**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Novatec Pagani S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Cogeneración
- **Nombre: Ecosys III**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Ecosys III S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Biogas
 - Modalidad: Autoabastecimiento
- **Nombre: Polímeros y Derivados**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Polímeros y Derivados S.A. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas Natural
 - Modalidad: Generación
- **Nombre: Central LFGE León**
 - Tipo tecnología: Térmica y combustión
 - Empresa: Central LFGE León S. de R.L. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Biogas
 - Modalidad: Autoabastecimiento

Ciclo combinado

- Nombre: CC Salamanca I
 - Tipo tecnología: Ciclo combinado
 - Empresa: CFE
 - Sector: Público
 - Energético primario: Gas natural
 - Modalidad: Generación
- Nombre: CC Bajío (PIE)
 - Tipo tecnología: Ciclo combinado
 - Empresa: Energía Azteca VIII S. de R.L. de C.V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Gas Natural
 - Modalidad: Productor Independiente de Energía

Turbina hidráulica

- Nombre: Hidroeléctrica Carolina
 - Tipo tecnología: Turbina hidráulica
 - Empresa: Compañía Eléctrica Carolina, S. A. de C. V.
 - Sector: Privado
 - Energético primario: Agua
 - Modalidad: Autoabastecimiento

Geotérmica

No aplica

Eólica

No aplica

Nucleoeléctrica

No aplica

2.2.5 Pérdidas por distribución

Las pérdidas de energía en la empresa CFE Distribución están integradas por Pérdidas Técnicas y Pérdidas no Técnicas y, su volumen, se calcula a partir de la energía recibida, restando la energía entregada.

Las **pérdidas técnicas** se refieren a que debido al calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores por la saturación de las redes de distribución se pierde electricidad.

Las **pérdidas no técnicas** se refieren al uso ilícito de la energía o a los daños provocados por estos usos, lo que genera errores administrativos y pérdidas eléctricas.

Con información a 2020⁴, en la región Occidental se incurrió en pérdidas técnicas por 3,251,758 MWh y en pérdidas no técnicas por 2,383,879.2 MWh, siendo la región que presentaba más pérdidas técnicas y la que contaba con el diferencial más alto a favor de las pérdidas técnicas.

En el mismo periodo, para el municipio de León se registraron pérdidas técnicas por 437 MWh y pérdidas no técnicas por 29 MWh. Este tipo de situaciones permiten cuestionar si se debe seguir invirtiendo en la transmisión de larga distancia o fomentar proyectos de generación distribuida, generando electricidad a proximidad de los lugares dónde se utilizará.

⁴ <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/transmision>

3. Modelo Actual

3.1 Esquema del suministro eléctrico en México.

Después de conocer la información de los capítulos anteriores podríamos concluir que el aumento de la capacidad de generación eléctrica y la modernización de la infraestructura de transmisión serían las soluciones lógicas; sin embargo, debemos de ir más allá, para analizar y mejorar las estrategias de gestión y distribución implementadas por quienes reciben y ofrecen el servicio.

3.1.1 Conceptos del suministro eléctrico.

En México, los consumidores de electricidad se dividen en varias categorías según su nivel de consumo y su tipo de usuario. Esta clasificación permite aplicar diferentes tarifas y condiciones de suministro.

- Consumidores residenciales: Son los hogares o viviendas que consumen electricidad para uso doméstico. Se dividen en:
 - Tarifa 1: Es la más baja pues está subsidiada por estar dirigida a hogares que no superan los 150 KWh al mes de consumo.
 - Tarifa 2 y 3: Consta de precios progresivos, según el volumen de consumo y está dirigida a consumidores que superan los 150 KWh al mes.
 - Tarifa Doméstica de Alto Consumo: También conocida como DAC, es la tarifa residencial más alta por no contar con subsidio alguno.
- Consumidores comerciales: Desde pequeños comercios hasta grandes cadenas que utilizan electricidad para sus actividades comerciales. Éstos tienen tarifas más altas que los hogares por tener un mayor nivel de consumo y la necesidad de suministros más constantes, a lo largo del día.
 - Tarifa 4: Tarifa de bajo consumo para pequeños comercios o negocios que consumen menos de 25 KWh al mes.

- Tarifa 5: Tarifa de medio consumo para comercios y negocios con consumo mensual que va de los 25 KWh a los 500 KWh.
- Tarifa 6: Tarifa de alto consumo para comercios con consumo mensual superior a 500 KWh.
- Consumidores industriales: Grandes empresas e industrias que consumen grandes cantidades de electricidad para sus procesos productivos y de manufactura.
 - Tarifa 7: Para usuarios intermedios y que tienen un consumo que va de los 500 KWh a los 1000 KWh mensuales. Su tarifa se diferencia dependiendo de su consumo específico, dentro de ese rango.
 - Tarifa 8: Para usuarios calificados que consumen más de 1 MWh al mes y que, con base en la LIE, pueden elegir su proveedor de electricidad libremente. Esta categoría incluye grandes industrias como armadoras, cementeras, acereras; entre otras.
- Consumidores agrícolas: Industrias agrícolas que requieren electricidad para el riego, la producción de alimentos, y otras actividades relacionadas con la agricultura. "Planear el futuro, pensar el presente"
 - Tarifa 9: Tarifa única para usuarios que consumen electricidad para fines productivos. El costo de la electricidad suele ser más bajo en esta categoría, especialmente durante la temporada de riego, como medida de apoyo al campo mexicano.
- Consumidores del sector público: Instituciones públicas como hospitales, escuelas, dependencias gubernamentales y edificios públicos.
 - Básico o Calificado: Suelen ser parte del suministro básico, aunque algunas grandes dependencias pueden ser usuarios calificados y tener acceso al mercado libre por superar el límite de 1 MWh de consumo mensual.

3.1.2 Componentes del suministro de servicios básicos.

Las diferencias entre suministro básico y suministro calificado en el sector eléctrico de México son clave para entender cómo se estructura el acceso a la electricidad, según el tipo de consumidor. Estas dos modalidades de suministro se aplican principalmente a los consumidores en función de su nivel de consumo y su capacidad para participar o no en el mercado libre de electricidad.

El suministro básico está destinado a consumidores residenciales, así como pequeños comercios, industrias y usuarios del sector público.

Los consumidores que reciben esta modalidad de suministro, lo hacen única y exclusivamente por parte de CFE Suministro Básico y las tarifas que reciben son fijadas y reguladas por la CNE, con base en el tipo de consumo, la temporada del año y la aplicación o no de subsidio.

3.1.3 Componentes del suministro de servicios calificados.

El suministro calificado está destinado a grandes consumidores de electricidad; es decir, aquellos que consumen más de 1 MWh de electricidad al mes. Generalmente, éstos son comercios, industrias y empresas de gobierno de gran escala.


"Planear el futuro,
pensar el presente"

Los consumidores calificados pueden comprar su electricidad directamente de un generador o de un comercializador, a través del MEM; esto les permite negociar precios más competitivos, en función de sus necesidades y demandas.

Aunque las tarifas son libres de negociar, éstas no están predefinidas, pues dependen de las condiciones del mercado y de los acuerdos específicos establecidos entre el proveedor y el consumidor. Para garantizar que los contratos celebrados y las reglas del mercado se cumplen a cabalidad, el proceso de contratación es abierto pero supervisado por la CNE y por el CENACE; es por esto que, para acceder al suministro calificado y previo a elegir un comercializador o generador que provea el servicio, los consumidores deben registrarse como usuarios calificados ante ambas instituciones.

Dentro de las ventajas que puede obtener un consumidor del suministro calificado está la posibilidad de celebrar contratos adaptados a las necesidades

específicas del consumidor, incluyendo la elección de fuentes de energía renovables y tarifas más competitivas y acordes con su perfil de consumo.

Por otro lado, las desventajas que pudiera presentar este tipo de suministro para un consumidor es la necesidad de mantener un consumo mensual superior a 1 MWh, la volatilidad de precios que dependen de la oferta y la demanda y el nivel de conocimiento requerido para poder negociar y cumplir con los términos acordados con generadores y comercializadores.

Es importante aclarar que, para fines de este estudio, nos estaremos concentrando precisamente en este tipo de suministro; ya que, con base en el objetivo de la estrategia de nearshoring, las condiciones de mano de obra que nuestro país ofrece a los inversionistas y los casos de estudio, podemos concluir que, buena parte de las inversiones que podemos esperar que lleguen, pertenecen a la industria de la transformación; una industria que suele demandar grandes cantidades de electricidad.

3.2 Suministro a través de CFE.



3.2.1 Ruta de un gran consumidor.

Al momento de llevar a cabo su selección de sitio, las empresas buscan que se cumplan los siguientes factores: *“ar el presente”*

- Ubicación cercana con relación a proveedores, clientes y redes de transporte; ya sean carreteras, vías de ferrocarril, puertos o aeropuertos.
- Uso de suelo compatible con las operaciones industriales que llevan a cabo.
- Infraestructura de electricidad, agua, gas natural y telecomunicaciones disponible o con alta viabilidad.
- Precio de adquisición o renta de tierra, así como costos de urbanización, permisos y preparación de tierras, dentro del presupuesto establecido.
- Titularidad del terreno y que éste esté libre de conflictos legales o gravámenes.

Una vez analizados los factores anteriores y habiendo realizado una selección, tienen dos formas para proceder:

- **Compra directa de terrenos:** La tierra es adquirida a través de un contrato de compraventa; es importante verificar que el terreno esté libre de gravámenes, validar que tenga uso de suelo compatible con actividades industriales y llevar a cabo un estudio de impacto ambiental y análisis geotécnico. Esta opción implica una inversión inicial mayor con costos adicionales de permisos y preparación del terreno; sin embargo, ofrece control total sobre tierra, infraestructura y construcción.
- **Renta de terrenos industriales:** Se obtiene el derecho a uso, celebrando un contrato de arrendamiento que contenga cláusulas que garanticen la estabilidad a largo plazo y la existencia de permisos de operación compatibles. Esta opción implica una inversión inicial menor y pudiera incluir servicios como seguridad, electricidad, agua y telecomunicaciones; sin embargo, representa un compromiso de costos recurrentes y la dependencia del propietario para cualquier modificación estructural.

Independientemente de que decidan comprar o rentar, una alternativa que tienen son los parques industriales. Éstos suelen estar localizados en ubicaciones estratégicas y ofrecen terrenos con infraestructura instalada y servicios comunes como seguridad, acceso a electricidad, agua, gas, telecomunicaciones y manejo de residuos, garantizados.

Los parques industriales suelen ser la opción idónea para cualquier empresa que esté dispuesta a invertir un poco más en la compra o renta de su terreno, a cambio de llegar a un sitio desarrollado y con las condiciones para iniciar operaciones, sin contratiempo alguno.

Para garantizar el servicio eléctrico de sus clientes, los parques industriales suelen contratar con CFE un suministro centralizado que cubra el consumo total del parque. Para esto, deben de seguir el siguiente proceso:

1. **Estimación de la demanda eléctrica:** Sin ser expertos en la materia, calculan la demanda máxima prevista en MW, considerando las características de las operaciones y definen si el suministro será de MT o AT.

2. Evaluación de la infraestructura eléctrica existente: Sin una herramienta con validez técnica de valor, determinan si hay capacidad suficiente en la red local para satisfacer la demanda prevista y tratan de identificar el punto más cercano para la conexión con la red.
3. Solicitud formal a la CFE: Acuden a la oficina de CFE correspondiente a su localización para entregar información preliminar sobre ubicación, demanda estimada y características del proyecto.
4. Pago y recepción de resultados de estudios requeridos por CENACE:
 - a. Estudio indicativo: Análisis preliminar para evaluar, de manera inicial, la viabilidad técnica de la interconexión a SEN. El resultado de este no garantiza la interconexión, pero es un primer paso clave para planificar la conexión de manera eficiente y con menor riesgo técnico y económico.
 - b. Estudio de impacto en la red: Dependiendo de la carga, éste pudiera ser en versión rápida o convencional y tiene por objetivo determinar los efectos que el centro de carga tendrá en RNT y RGD.
 - c. Estudio de instalaciones: Documenta la cantidad, características y costos de los elementos necesarios para llevar a cabo las obras de interconexión, así como los refuerzos requeridos en RNT y RGD.
5. Financiamiento de obras de refuerzo: La CFE proporciona el presupuesto para la ampliación o mejora de infraestructura que determine necesaria. Ésta puede incluir la construcción de subestaciones y líneas de transmisión y distribución.
6. Habilitación de la red de distribución e ingenierías: Diseño y construcción de la red interna para distribuir la electricidad entre cada una de las áreas de consumo.
7. Firma de contrato con CFE: Se establece un contrato de suministro con la tarifa correspondiente y se definen las condiciones de facturación y pago para la electricidad suministrada.

8. Cumplimiento de normas técnicas: El centro de carga debe cumplir con el Código de Red, que incluye aspectos como el factor de potencia, calidad del suministro, capacidad reactiva y horarios de operación.
9. Instalación de sistemas de control: El centro de carga coloca sistemas de medición y monitoreo para supervisar el consumo eléctrico de cada área de consumo.
10. Coordinación con CFE: El centro de carga solicita a CFE realizar las pruebas técnicas necesarias para conectar el parque a la red. Éstas incluyen la sincronización con la red, ajustes de protección y verificación de equipos.
11. Activación del suministro: Una vez aprobadas las pruebas y firmado el contrato, la CFE energiza el centro de carga y comienza el suministro eléctrico.

Este proceso puede durar varios meses, dependiendo de la complejidad del proyecto y la disponibilidad de infraestructura en la zona. El monto de la inversión que los parques industriales dedican al proceso de conexión y su infraestructura requerida puede variar mucho y depende, entre otros factores, de su localización, el estado de disponibilidad de la red local y de la capacidad requerida; la cual se determina en función de la demanda agregada del parque.

La gestión de la electricidad en un parque industrial es responsabilidad del operador del parque. Éste administra la infraestructura interna y asigna la electricidad contratada entre las empresas ocupantes, según los contratos. Al mismo tiempo, se coordina con CFE, quien suministra la electricidad, gestiona la interconexión y factura, de forma directa, a las empresas.

3.2.2 Conceptos, entidades, costos y tiempos.

Diagrama 7. Esquema de costos para la realización de los estudios individuales para la conexión de centros de carga que requieren estudios convencionales.

Características de la solicitud				Estudios para llevar a cabo la conexión de Centros de Carga elaborados por el CENACE			Totales x Concepto		Costo Total por Proyecto (Pesos)	
Tipo de Proyecto	Tipo de Solicitud	Modalidad de la Solicitud	Demanda Contratada del Centro de Carga	Estudios para la Conexión		Estudio de Instalaciones	Total Estudios Cargas Convencionales	Total Requerimiento Instalaciones		
				Estudio Indicativo	Estudio Impacto en el Sistema	Requerimientos para la Conexión del Centro de Carga y los refuerzos en la RNT o RGD				
Total de días hábiles para la realización de los Estudios convencionales y entrega de reportes										
Conexión Centros de Carga	Individual	Independiente	0 < Dem MW ≤ 10	10	20	20	30	20	50	
			10 < Dem MW ≤ 40	10	25	20	35	20	55	
			40 < Dem MW ≤ 60	15	25	20	40	20	60	
			60 < Dem MW ≤ 100	15	25	25	40	25	65	
			100 < Dem MW ≤ 200	20	30	25	50	25	75	
			200 < Dem MW ≤ 300	20	30	30	50	30	80	
			300 < Dem MW ≤ 500	30	30	30	60	30	90	
			500 < Dem MW ≤ 750	30	40	30	70	30	100	
		Dem MW > 750	30	45	35	75	35	110		
Costo en pesos por la realización de los Estudios para Centros de carga convencionales										
Conexión Centros de Carga	Individual	Independiente	Agrupado	0 < Dem MW ≤ 10	\$178,411	\$356,822	\$356,822	\$535,233	\$356,822	\$892,055
				10 < Dem MW ≤ 40	\$178,411	\$446,028	\$356,822	\$624,439	\$356,822	\$981,261
				40 < Dem MW ≤ 60	\$267,617	\$446,028	\$356,822	\$713,644	\$356,822	\$1,070,466
				60 < Dem MW ≤ 100	\$267,617	\$446,028	\$446,028	\$713,644	\$446,028	\$1,159,672
				100 < Dem MW ≤ 200	\$356,822	\$535,233	\$446,028	\$892,055	\$446,028	\$1,338,083
				200 < Dem MW ≤ 300	\$356,822	\$535,233	\$535,233	\$892,055	\$535,233	\$1,427,288
				300 < Dem MW ≤ 500	\$535,233	\$535,233	\$535,233	\$1,070,466	\$535,233	\$1,605,699
				500 < Dem MW ≤ 750	\$535,233	\$713,644	\$535,233	\$1,248,877	\$535,233	\$1,784,110
		Dem MW > 750	\$535,233	\$892,055	\$624,439	\$1,338,083	\$624,439	\$1,962,521		

1 Los Costos están Calculados en función de las Horas Hombre que se requieren para la realización de los Estudios y la Integración del Reporte, Presentación de los Estudios

Fuente: Tomado de Centro Nacional de Control de Energía

Diagrama 8. Esquema de costos para la realización de los estudios individuales para la conexión de centros de carga especiales que requieren estudios adicionales a los convencionales para evaluar el impacto a la calidad del servicio.

Características de la solicitud				Estudios para llevar a cabo la conexión de Centros de Carga elaborados por el CENACE			Totales x Concepto		Costo Total por Proyecto (Pesos)
Tipo de Proyecto	Tipo de Solicitud	Modalidad de la Solicitud	Demanda Contratada del Centro de Carga	Estudios para la Conexión		Estudio de Instalaciones	Total Estudios Cargas Convencionales	Total Requerimientos Instalaciones	
				Estudio Indicativo	Estudio Impacto en el Sistema* Calidad del Servicio	Requerimientos para la Conexión del Centro de Carga y los refuerzos en la RNT o NSD			
Total de días hábiles para la realización de los Estudios especiales y entrega de reportes									
Conexión Centros de Carga	Individual	Independiente	0 < Dem MW ≤ 10	10	30	20	40	20	60
			10 < Dem MW ≤ 40	10	35	20	45	20	65
			40 < Dem MW ≤ 80	15	35	20	50	20	70
		Agrupado	80 < Dem MW ≤ 100	15	35	25	50	25	75
			100 < Dem MW ≤ 200	20	40	25	60	25	85
			200 < Dem MW ≤ 300	20	40	30	60	30	90
			300 < Dem MW ≤ 500	30	40	30	70	30	100
			500 < Dem MW ≤ 750	30	50	30	80	30	110
			Dem MW > 750	30	55	35	85	35	120
Costo en pesos por la realización de los Estudios para Centros de carga especiales									
Conexión Centros de Carga	Individual	Independiente	0 < Dem MW ≤ 10	\$178,411	\$535,233	\$358,822	\$713,644	\$358,822	\$1,076,466
			10 < Dem MW ≤ 40	\$178,411	\$624,439	\$358,822	\$692,650	\$358,822	\$1,150,872
			40 < Dem MW ≤ 80	\$267,817	\$624,439	\$358,822	\$692,655	\$358,822	\$1,248,877
		Agrupado	80 < Dem MW ≤ 100	\$267,817	\$624,439	\$448,028	\$692,655	\$448,028	\$1,338,083
			100 < Dem MW ≤ 200	\$358,822	\$713,644	\$448,028	\$1,076,488	\$448,028	\$1,516,494
			200 < Dem MW ≤ 300	\$358,822	\$713,644	\$535,233	\$1,076,488	\$535,233	\$1,605,899
			300 < Dem MW ≤ 500	\$535,233	\$713,644	\$535,233	\$1,248,877	\$535,233	\$1,784,110
			500 < Dem MW ≤ 750	\$535,233	\$892,055	\$535,233	\$1,427,288	\$535,233	\$1,962,521
			Dem MW > 750	\$535,233	\$981,261	\$824,439	\$1,516,494	\$624,439	\$2,140,933

* Los Costos están Calculados en función de las Horas Hombre que se requieren para la realización de los Estudios y la entrega de los Reportes. Presentación de los Estudios

Fuente: Tomado de Centro Nacional de Control de Energía

"Planear el futuro,
pensar el presente"

3.2.3 Realidades de este modelo.

Cuando la empresa decide establecerse dentro de un parque industrial, lo hace suponiendo que éste le garantizará la capacidad total de su requerimiento eléctrico; sin embargo, esto no sucede. Lo que sucede es lo siguiente:

El parque industrial quien, como vimos en el punto anterior, invierte y cede a CFE la infraestructura de transmisión y distribución solicitada, establece un límite de kvas por hectárea. Esto por la simple razón de que el negocio del parque es la venta de superficie y no el suministro de energía.

Si el total de kvas al que tiene derecho la empresa, con base en la superficie adquirida, no es suficiente; el parque industrial instruye a la empresa para que acuda a la oficina local de CFE y haga una solicitud de contrato para el suministro complementario de electricidad. Esto significa que la empresa debe de pasar por el mismo proceso que el parque, en su momento, siguió.

Dado que la RNT y las RGD se encuentran en muy malas condiciones por falta de inversión en crecimiento y mantenimiento, la respuesta de la autoridad, con relación al presupuesto en obras de refuerzo, suele implicar una inversión inviable o que modifica por completo los planes de retorno de inversión de la empresa interesada.

Al llegar a este punto y sin olvidar que las empresas han invertido ya mucho tiempo y recurso, la mayoría de los inversionistas desisten de establecer sus operaciones en México y buscan otras alternativas con mayor viabilidad y certidumbre.



"Planear el futuro,
pensar el presente"

4. Modelo Idóneo.

Para iniciar este capítulo, identificamos las acciones primordiales para mejorar el estado general de suficiencia eléctrica en el país:

- Inversión en infraestructura: Se requiere modernizar las plantas de generación, las redes de transmisión y los sistemas de distribución.
- Impulso a energías renovables: Se requiere incentivar proyectos de energía solar, eólica y almacenamiento energético, con facilidades operativas para el sector privado.
- Reducción de pérdidas: Se requiere implementar tecnología moderna para minimizar pérdidas técnicas y combatir el robo de electricidad.
- Colaboración público-privada: Se requiere fomentar un marco regulatorio que permita la participación equilibrada del sector privado y público.
- Consumo eficiente: Se requiere promover el uso eficiente de energía entre la población y las empresas.

Pero más importante, describimos los instrumentos a los que debemos acudir para llevarlo a cabo. *“pensar el presente”*

4.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

4.1.1 Marco regulatorio

El MEM es el mecanismo utilizado para comprar y vender electricidad entre generadores, comercializadores y usuarios calificados. Fue creado como parte de la reforma energética de 2013 para fomentar la competencia y la eficiencia en el sector eléctrico, permitiendo que múltiples actores participen en la generación, distribución y consumo de energía eléctrica.

4.1.2 Componentes principales

El MEM está compuesto por varios actores que interactúan para garantizar un suministro eléctrico eficiente:

- Generadores: Empresas que producen electricidad, a partir de diversas fuentes de energía: gas natural, carbón, energía eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica y nuclear.
- Suministradores Calificados: Empresas privadas o divisiones de CFE facultadas para vender electricidad a los usuarios calificados.
- Comercializadores: Empresas que no generan electricidad, pero compran energía en el mercado y la revenden a los usuarios calificados.
- Usuarios Calificados: Grandes consumidores que demandan más de un MWh de electricidad al mes y que, como se describió antes, pueden negociar contratos directamente con generadores de energía o a través de suministradores calificados.
- CENACE: Entidad que coordina el MEM; administrando las transacciones del mercado y el despacho de energía, de tal forma que el sistema eléctrico funcione de manera segura, confiable y eficiente.

 Instituto Municipal de Planeación *León*

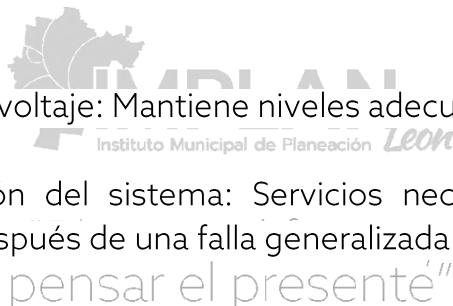
4.1.3 Funcionamiento del MEM

*"Planear el futuro,
pensar al presente"*

El MEM funciona, a través de una serie de transacciones que a continuación se describen:

- Mercado de Energía: Se refiere a la compra y venta de electricidad para satisfacer la demanda energética.
- Mercado del día en adelante: Compra y venta de electricidad para el día siguiente con precios que se determinan con base en la oferta y la demanda previstas para cada hora.
- Mercado en tiempo real: Compra y venta de energía en intervalos de 5 minutos, para ajustar el suministro y la demanda en tiempo real. Su naturaleza lo hace ideal para resolver desbalances no previstos en el mercado diario.

- Mercado de Potencia: La potencia es la capacidad de un generador para estar disponible en momentos de alta demanda. Los generadores venden esta capacidad a los suministradores o usuarios calificados para garantizar que tendrán acceso a energía suficiente en momentos críticos. Los pagos por potencia compensan a los generadores por mantener su infraestructura operativa, incluso cuando no están produciendo energía constantemente.
- Mercado de servicios conexos: Estos servicios garantizan la estabilidad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico e incluyen:
 - Regulación de frecuencia: Controla las variaciones en la frecuencia del sistema eléctrico.
 - Reserva operativa: Garantiza la disponibilidad de capacidad adicional para responder a contingencias o fluctuaciones en la demanda.
 - Control de voltaje: Mantiene niveles adecuados de voltaje en la red.
 - Restauración del sistema: Servicios necesarios para reiniciar el sistema después de una falla generalizada.
- Mercado de Certificados de Energías Limpias (CELs): Son instrumentos que certifican la generación de electricidad a partir de fuentes limpias. Los generadores de energía renovable obtienen CELs por cada megavatio-hora (MWh) producido y los consumidores (suministradores y usuarios calificados) los adquieren para cumplir con metas de sostenibilidad.
- Contratos Bilaterales: Acuerdos privados entre generadores, suministradores y usuarios calificados; que pueden incluir energía, potencia y CELs.
- Mercado de Energía de Balance: Diseñado para corregir desbalances entre la energía programada y la energía realmente consumida o generada. El CENACE, en su papel de regulador, ajusta estas diferencias comprando o vendiendo energía adicional en tiempo real y penalizando o beneficiando el impacto en el sistema.



- Subastas: Organizadas por el CENACE para promover la competencia y garantizar un suministro adecuado. Existen dos tipos:
 - Subastas de Largo Plazo: Diseñadas para incentivar proyectos de generación renovable, en donde los generadores compiten para vender energía, potencia y CELs a suministradores básicos.
 - Subastas de Mediano Plazo: Dirigidas a contratos de menor duración, centradas en energía y potencia, son utilizadas principalmente para cubrir necesidades temporales de suministro.

- Productos Financieros Energéticos: Aunque no forman parte del mercado físico, se utilizan para gestionar riesgos asociados con la volatilidad de precios:
 - Coberturas de precios: Permiten fijar precios de energía para protegerse de fluctuaciones en el mercado.
 - Derivados energéticos: Herramientas financieras vinculadas a precios de energía.

4.2 Inversión conjunta en infraestructura.

Dado que el recurso con el que cuenta CFE para inversión es limitado y éste debe de cubrir cada una de las fases de la cadena de valor del suministro eléctrico; la inversión conjunta o coinversión, no solo es una estrategia viable, sino imprescindible para garantizar el acceso a energía confiable, eficiente y competitiva.

En este contexto, la coinversión generalmente implica la participación de actores privados y/o públicos para desarrollar proyectos de infraestructura.

A continuación, se detalla el marco regulatorio, el tipo de infraestructura para la cual se pudiera dar este tipo de coinversión, los participantes potenciales y los principales esquemas de inversión conjunta.

4.2.1 Marco regulatorio.

El marco regulatorio en México para proyectos de energía, incluida la coinversión, está definido por las siguientes leyes:

- Ley de Asociaciones Público-Privadas (LAPP): Permite proyectos de coinversión entre el sector público y privado para infraestructura energética, como líneas de transmisión o generación descentralizada.
- Ley de Energía Geotérmica y Ley de Transición Energética: Regulan el uso de fuentes renovables y el cumplimiento de metas de energía limpia.
- Ley de Inversión Extranjera: Permite la participación de empresas extranjeras en actividades de generación eléctrica.
- Ley de la Industria Eléctrica (LIE): Regula la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; permite la participación de privados en la generación y suministro eléctrico y establece reglas para la conexión y el acceso a la red eléctrica nacional. De ésta destacamos el artículo 35, que especifica lo siguiente: "Cuando las obras, ampliaciones o modificaciones necesarias para la interconexión o conexión no se incluyan en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución; los Generadores, Generadores Exentos, Usuarios Finales y/o los solicitantes para la interconexión de las Centrales Eléctricas y la conexión de los Centros de Carga podrán optar por agruparse para realizarlas a su costa o hacer aportaciones."

4.2.2 Tipo de infraestructura.

La coinversión puede aplicarse a diversos tipos de infraestructura energética que beneficien a parques industriales, zonas de alto consumo o regiones con necesidades específicas de electricidad. De éstos, destacamos los siguientes:

- Centrales generadoras: También conocidas como plantas de generación eléctrica, son instalaciones industriales diseñadas para producir energía eléctrica a partir de alguna fuente de energía primaria; ésta puede ser de combustibles fósiles, energía renovable, energía nuclear o incluso calor

residual de procesos industriales. Su función principal es convertir energía de una fuente específica en electricidad, la cual puede ser distribuida y consumida. Una coinversión en centrales eléctricas permite:

- o Abastecer directamente a las empresas de la región, evitando depender completamente de la red nacional.
 - o Reducir costos de suministro eléctrico para las empresas, especialmente al utilizar fuentes renovables o de cogeneración.
 - o Aumentar la sostenibilidad de la zona, al utilizar fuentes de energía renovables como solar, eólica o biomasa.
 - o Garantizar estabilidad energética, especialmente para empresas de alto consumo eléctrico.
- **Subestaciones eléctricas:** Son instalaciones clave dentro del sistema eléctrico que sirven como punto intermedio entre una central generadora y los usuarios finales o la red de distribución. Su función principal es transformar, regular y distribuir la energía eléctrica, asegurando que llegue con el voltaje adecuado y en condiciones seguras para su uso. Una coinversión en subestaciones eléctricas es fundamental para:
pensar el presente''
 - o Reducir voltajes de energía generada, en alta tensión, por una central a energía en media tensión para que sea utilizable por la mayoría de las empresas de la zona.
 - o Actuar como el centro donde se divide y distribuye la electricidad hacia las instalaciones de alto consumo.
 - o Integrar sistemas de protección y control para evitar interrupciones y mantener la calidad del suministro.
 - o Conectar con la red externa, en dado caso que se necesite electricidad adicional de la red nacional o, por el contrario, que se deba inyectar excedentes de la central generadora.
 - o Negociar mejores tarifas de transmisión y distribución, lo que beneficia económicamente a las empresas del área.

- Líneas de transmisión: Elementos de infraestructura que transportan energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta las subestaciones. Estas líneas son esenciales para llevar grandes cantidades de electricidad a largas distancias, generalmente en alta tensión, con el objetivo de minimizar las pérdidas de energía durante el transporte. Coinvertir en líneas de transmisión jugaría un rol clave para:
 - Transportar la electricidad en alta tensión desde la planta generadora hasta la subestación local, en donde se reduciría el voltaje para la distribución de la zona.
 - Minimizar pérdidas y tener mayor control sobre los costos energéticos.
 - Optar por utilizar líneas de media o baja tensión para conectar la subestación con las instalaciones de los usuarios finales.

4.2.3 Participantes.



A continuación, enlistamos algunas entidades que pudieran participar en los diversos esquemas de inversión conjunta.

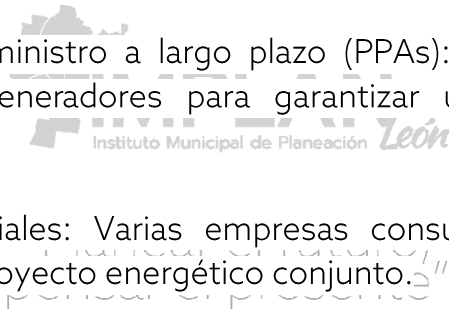
- Empresas privadas:
 - Industriales con alto consumo eléctrico.
 - Generadores independientes.
 - Propietarios de terrenos con vocación industrial.
 - Operadores de parques industriales.
- Sector público:
 - CFE.
 - Gobiernos estatales y municipales.
- Inversionistas financieros:
 - Fondos de inversión.
 - Bancos.
 - Instituciones de desarrollo.

- Organismos internacionales:
 - Bancos de desarrollo (BID, Banco Mundial, CAF, etc.)

4.2.4 Roles.

A continuación, se describen algunos esquemas de coinversión aprobados y regulados por la ley vigente, en donde se definen los roles o las aportaciones de cada parte:

- Asociaciones público-privadas (APP): El sector privado aporta capital y tecnología; mientras que el sector público facilita permisos, infraestructuras complementarias y subsidios.
- Joint ventures: Empresas privadas e industriales se asocian para construir y operar infraestructura compartida.
- Contratos de suministro a largo plazo (PPAs): Los industriales firman contratos con generadores para garantizar un suministro a precio competitivo.
- Clústeres industriales: Varias empresas consumidoras se unen para convertir en un proyecto energético conjunto.
- Fideicomisos: Creación de un fondo para financiar, construir y operar infraestructura eléctrica.



5. Capacidad.

Habiendo conocido ya la conformación de la cadena de valor de la electricidad en México, sus etapas y realidades; así como los diversos esquemas de suministro, tanto tradicionales como alternativos; consideramos de gran importancia el llevar a cabo un análisis preciso y vigente para conocer la capacidad real del municipio para garantizar, a la empresas interesadas en establecerse en la localidad, suministro eléctrico de calidad y a un precio más competitivo que el ofertado por regiones aledañas y/o con características similares.

5.1 Zonas con condiciones favorables.

5.1.1 Objetivo

La realización de este análisis técnico tiene como objetivo particular determinar los nodos que reduzcan al máximo el riesgo de obras de refuerzo para la conexión de cargas en el municipio de León, Guanajuato.

En este reporte se desarrolló una evaluación basada en información pública disponible, referente a:

- Precio Marginal Local (PML)
- Índices de saturación
- Pérdidas eléctricas
- Demanda y Generación Eléctrica

Para identificar nodos en la red que pudieran ser adecuados para la inclusión de nuevas cargas.

5.1.2 Consideraciones.

Para alcanzar el objetivo del análisis, se tomó el criterio de menor congestión para la selección de nodos, a partir del análisis de los componentes del PML.

Es importante recalcar que el precio marginal local reportado por el CENACE, tiene tres componentes: energía, congestión y pérdidas. Por lo tanto, es posible determinar qué componente influye más en el PML, mediante la correlación de las componentes contra el PML.

En todos los casos, el componente de energía va a tener una incidencia directa en el PML, medido a través del coeficiente de correlación de Pearson, lo cual se observa como una línea recta en aproximadamente a 45°, si se grafica una variable contra la otra. Cuando el valor del coeficiente de correlación de Pearson se acerca a uno, quiere decir que las dos variables se correlacionan.

Las diversas gerencias tienen adscritas diversas zonas de carga y a su vez, cada zona de carga, tiene adscritos varios nodos locales. El PML se reporta por nodo local y por nodo distribuido; representando éstos últimos las zonas de carga.

El promedio de los nodos locales se refleja en las zonas de carga. Por lo tanto, es posible analizar su comportamiento a nivel gerencia, seleccionando las zonas de carga que las componen, y particularizar en cada uno de los nodos locales de interés; es decir se hace una aproximación desde un punto de vista general, hasta un punto de vista particular.

5.1.3 Significado de los componentes del PML

El componente de energía obedece al costo de la generación local, por lo tanto, siempre habrá una correlación cercana a uno entre el PML y el componente de energía.



- En caso de ser negativo, indica que es posible generar o consumir energía en ese punto.
- En caso de ser positivo indica que el nodo se ha congestionado.
- El incremento positivo de la congestión la hace más severa; lo cual generalmente ocurre cuando se encuentra saturada la infraestructura de la red eléctrica de transporte.

"Planear el futuro,
pensar el presente"

El componente de pérdidas indica el costo de llevar energía a ese punto, es decir, si es costoso o no.

- En caso de ser negativo, no es costoso llevar energía a ese punto.
- En caso de ser positivo, quiere decir que para llegar a ese punto hay que incrementar la potencia de zonas adyacentes y saturarlas; lo que lo hace más costoso.

Adicionalmente y de forma independiente de la selección de los nodos, es importante analizar su comportamiento a lo largo de todo el año. Este análisis ayuda a determinar si existen patrones recurrentes estacionales.

La relación entre generación y demanda de la gerencia determina la complejidad de introducir o extraer energía.

El comportamiento de la demanda a nivel zona de carga, determina si la demanda es compatible con algún tipo de tecnología, ya que la variación interhoraria arroja la compatibilidad con generación renovable o de otro tipo.

5.1.4 Criterios de evaluación de resultados.

Considerando primero el promedio anual, evaluado a partir de medir todos los precios reportados durante todas las horas del año; los sitios favorables para ubicar cargas serán aquellos que presenten menor congestión.

Los nodos con menor congestión representan menores inversiones en la infraestructura de transmisión. La severidad de la congestión incrementa o disminuye los riesgos que se miden a partir de una ponderación, dada por la relación de severidad de la congestión; es decir que, a mayor congestión, mayor riesgo.

5.1.5 Criterio de menor congestión promedio anual

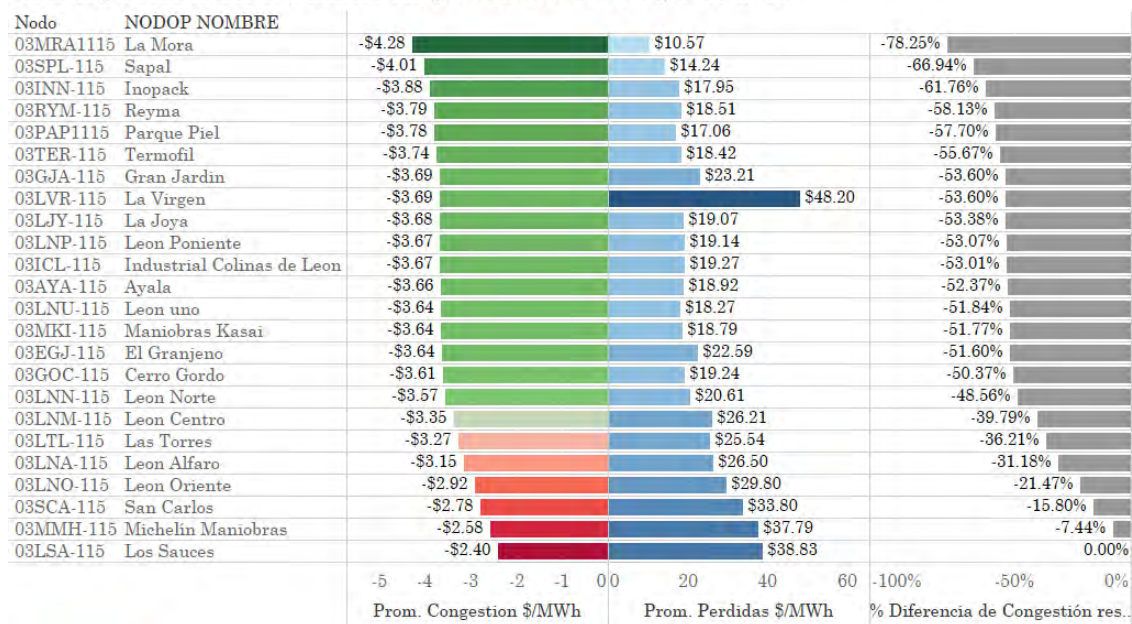
El análisis del componente de congestión del PML, a nivel nodal, nos arroja, de menor a mayor, los nodos con menor congestión; destacando que la severidad de la congestión se ha incrementado de 2023 a 2024.

A continuación, se puede observar, de menor a mayor, los nodos que fueron evaluados durante el periodo de Enero a Noviembre de 2024, donde se identifican aquellos que presentan menor congestión.

La columna izquierda muestra el nombre y clave del nodo, mientras que las barras horizontales muestran el valor promedio del componente de congestión; el color indica su nivel, siendo verde el menor y rojo el mayor. Por último, la barra azul muestra el promedio del componente de pérdidas.

Diagrama 9. Nodos locales de acuerdo al Precio Marginal Local.

Ranking de los nodos con menor congestión en el municipio de León



Prom. Perdidas \$.



Prom. Congestion.



Fuente: Elaborado con información del Centro Nacional de Control de Energía

"Planear el futuro,..."

Del análisis anterior (precios y congestión) concluimos que los nodos con menor congestión promedio en el periodo evaluado son:

1. La Mora
2. SAPAL
3. Inopack
4. Reyma
5. Parque Piel

Para evaluar la cantidad de veces que los nodos se encuentran en congestión positiva o negativa se hizo un análisis del número de horas en que un nodo se encontró de acuerdo al tipo de congestión experimentada durante 2023 y 2024.

Diagrama 10. Nodos locales seleccionados según tipo de congestión

Cantidad de Horas por tipo de congestión

	2023			2024		
	Negativa	Neutral	Positiva	Negativa	Neutral	Positiva
Inopack	3,635	2,811	2,290	3,931	1,027	3,130
La Mora	3,632	2,797	2,307	3,906	1,017	3,165
Parque Piel	3,639	2,809	2,288	3,942	1,021	3,125
Reyma	3,639	2,809	2,288	3,941	1,021	3,126
Sapal	3,634	2,806	2,296	3,925	1,018	3,145

Fuente: Elaborado con información del Centro Nacional de Control de Energía

De acuerdo con lo anterior, los nodos seleccionados presentan congestión negativa y positiva en proporciones similares.

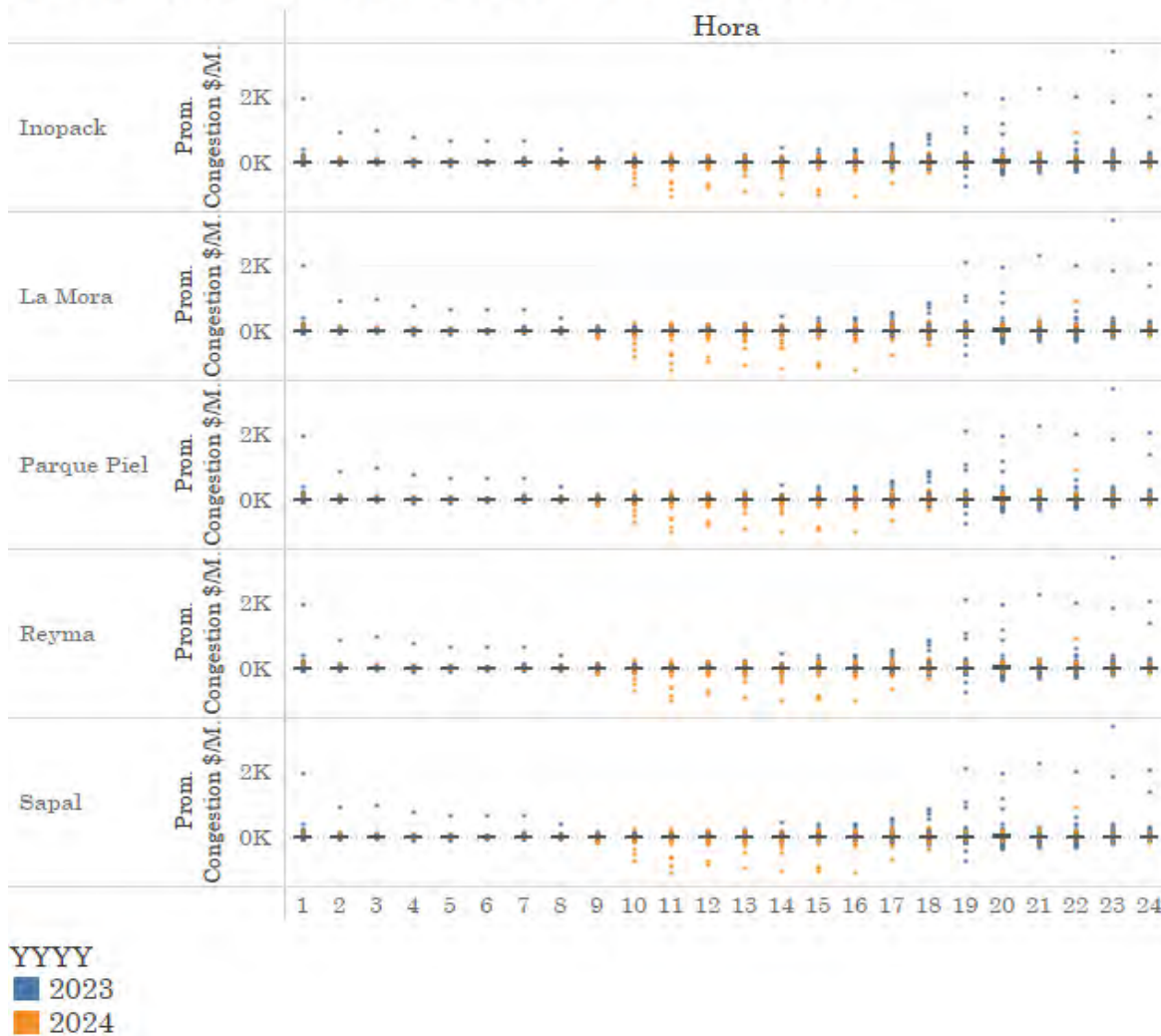
En la figura siguiente se puede apreciar, de izquierda a derecha, el promedio del valor de la congestión por cada hora del día; así como su comportamiento en cada uno de los nodos seleccionados por este criterio. De lo anterior destacamos que:



- El componente de congestión, durante 2024, tendió a ser negativo durante las horas 9 a 18 y presentó valores positivos durante las horas 1 a 8 y 19 a 24. *“pensar el presente”*
- La intensidad de las congestiones positivas ha disminuido en comparación con 2023.
- Lo anterior se explica por la incorporación de generación distribuida en la región; lo cual favorece la integración de nuevas cargas.

Diagrama 11. Nodos locales seleccionados. Congestión según hora del día

El incremento de generación fotovoltaica hace que se generen congestiones negativas durante el día incentivando el consumo en el nodo La Mora



Fuente: Elaborado con información del Centro Nacional de Control de Energía

Por lo tanto, inferimos que, para que nuevas cargas tengan una recepción positiva por parte del CENACE, es necesario que se incluya, desde un inicio, la generación distribuida a través de paneles fotovoltaicos; pues ello contribuye a que no se genere saturación en los nodos en los que se conecten, reduciendo así el riesgo de obras de refuerzo adicionales.

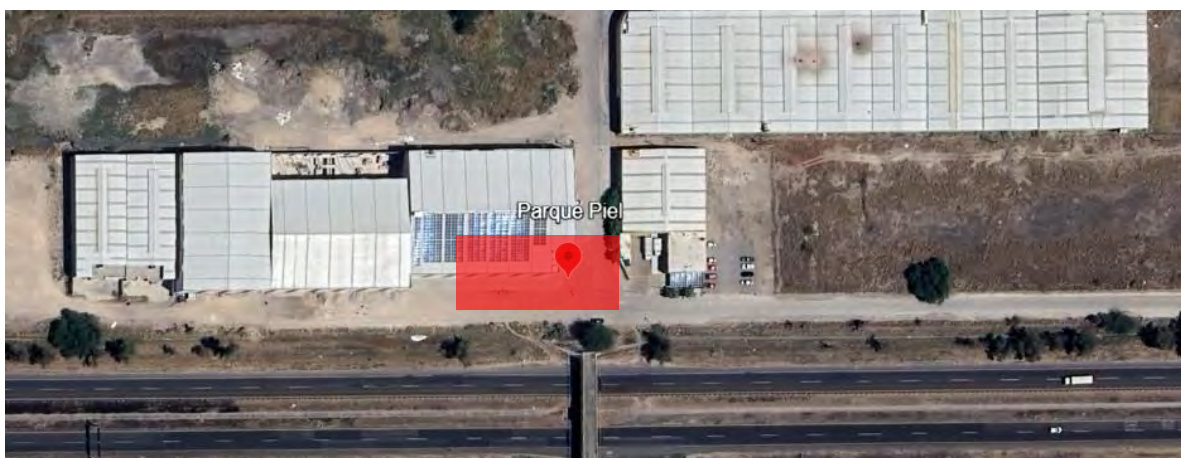
Mapa 1. Ubicación de las subestaciones en la zona sur del municipio.



Fuente: Elaborado con información de la Comisión Federal de Energía Instituto Municipal de Planeación León

La imagen anterior muestra los puntos representados por los nodos seleccionados, a través del criterio de menor congestión. Mientras que, en la siguiente, se puede observar resaltada la generación distribuida, que es coincidente con la congestión negativa del nodo.

Mapa 2. Ubicación del nodo de generación en Parque Piel.



Fuente: Elaborado con información de Parque Piel

5.2 Proyectos para prevenir riesgos de saturación

De acuerdo con el estado operativo de las gerencias, reportado en el PRODESEN; de las diversas problemáticas en la zona León se tienen los siguientes proyectos, los cuales se identifican como riesgos a la inversión privada, ya que un empresario que quiera aterrizar una inversión en León, puede verse sujeto a la imposición de costos adicionales para financiar alguno de estos proyectos, dependiendo de los dictámenes correspondientes.

Tabla 2. Proyectos regionales de CFE en el área de estudio

Proyecto	Inversión Estimada
40 km de Líneas de Transmisión en 115 kV	420.4 Millones de Pesos
Proyecto P18-OC5 225 MVA Transformación	267 Millones de Pesos
Proyecto P21-OC7 28 km de Línea de Transmisión de 115 KV Silao - Los Sauces	301 Millones de Pesos
Total de Riesgos	988.4 Millones de Pesos

Fuente: Elaborado con información de la Comisión Federal de Energía

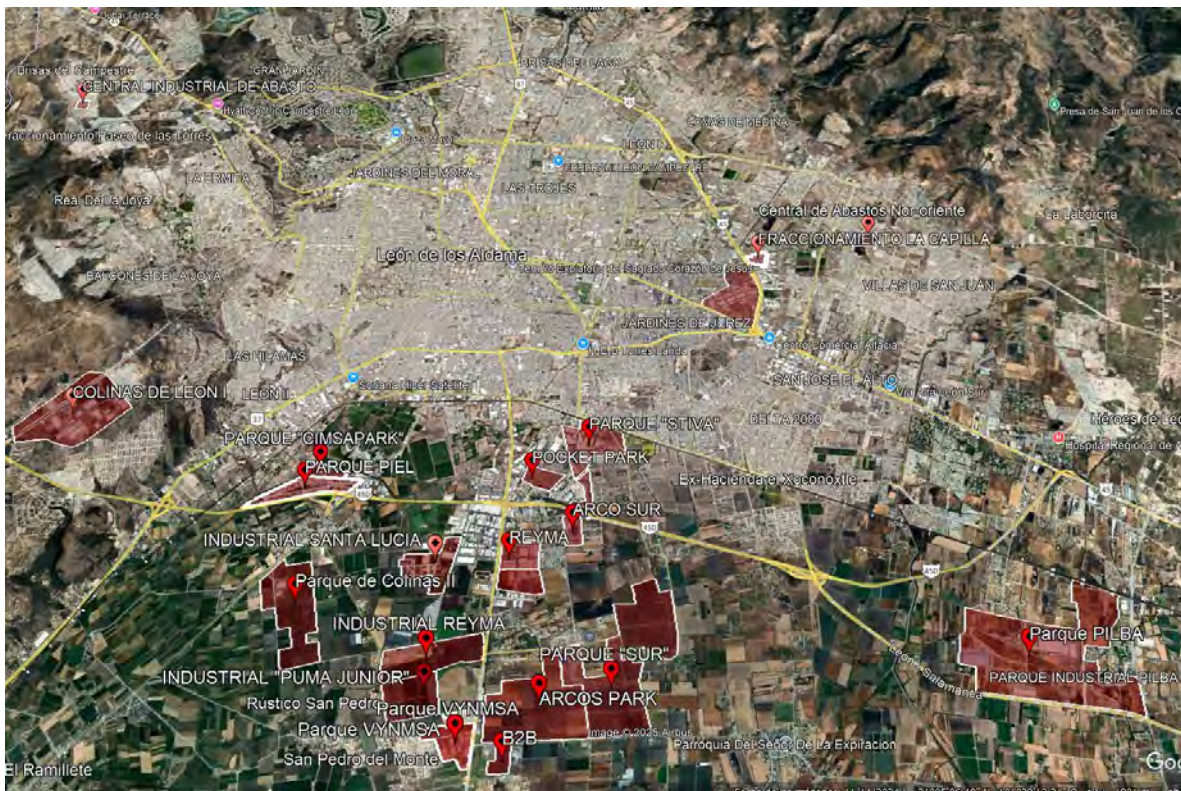
"Planear el futuro,
pensar el presente"

6. Proyección.

6.1 Zonas con condiciones para desarrollo industrial.

Con base en información otorgada por desarrolladores y operadores de parques industriales se construyó el siguiente mapa, que ubica las zonas con mayor desarrollo industrial. Basta con observarlo para entender que es el sur del Municipio, la zona con mayor potencial para el desarrollo industrial.

Mapa 3. Zonas con potencial de desarrollo industrial



Fuente: Elaborado con información de la Dirección de Atracción de Inversiones

En este podemos encontrar los siguientes desarrollos industriales, con su respectiva extensión:

1. Colinas de León I: 250 Has.
2. Arco Sur: 21 Has.
3. Cimsa Park: 16 Has.
4. Parque Piel: 64 Has.

5. Colinas II: 142 Has.
6. Industrial Reyma: 185 Has.
7. Vynmsa: 48 Has.
8. Arcos Park: 204 Has.
9. El Saucillo: 296 Has.
10. Pocket Park: 27 Has.
11. Stiva: 100 Has.
12. PILBA: 467 Has.
13. Grupo Vaz: 15 Has.



"Planear el futuro,
pensar el presente"

7. Ruta Crítica.

7.1 Conclusiones

El incremento de carga en León es posible, sin embargo, proponer proyectos con generación en los nodos de menor congestión reduce los riesgos sustancialmente, para lo cual se debe tener en cuenta las siguientes directrices:

1. Selección detallada del nodo de conexión.
2. Proponer proyectos que incluyan generación distribuida y en algunos casos almacenamiento
3. Para cargas mayores de 10 MW, evaluar la inclusión de generación en sitio con tecnologías basadas en gas.

7.2 Recomendaciones

7.2.1 Selección detallada del nodo de conexión

Se debe tener en consideración la magnitud y tipo de carga al momento de seleccionar u orientar las inversiones, de acuerdo al área donde se encuentre el nodo más próximo a conectarse.

Los nodos encontrados bajo el criterio de menor congestión representan una oportunidad para el incremento de demanda; sin embargo, la gerencia Occidental es considerada por la CFE como "crítica", por lo que se sugiere promover cualquier proyecto de estas características, argumentado con base en el eje 4 de la Estrategia Nacional del Sector Eléctrico.

Diagrama 12. Estrategia Nacional del Sector Eléctrico 2024



Fuente: Elaborado con información de la Comisión Federal de Energía

7.2.2. Formas de participación privada para generación

- Para proyectos que incluyan generación distribuida y, en algunos casos, almacenamiento.

Se sugiere mantener las acciones que permitan mejorar las condiciones y la congestión de la red, tales como el caso identificado en el nodo del Parque Piel, donde se puede apreciar que en dicha instalación existe generación fotovoltaica y, por lo tanto, explica el por qué la congestión se volvió menos severa cuando es positiva, y negativa durante las horas de irradiación solar. Esto hace inferir que la mejor estrategia para promocionar nuevas cargas industriales especiales en León debe ir acompañadas de este tipo de proyectos.

Para cargas mayores a 10 MW, se debe evaluar la posibilidad de generación en sitio con tecnologías basadas en gas. Para determinar la viabilidad de un proyecto de esta índole, es necesario evaluar la capacidad necesaria por cada caso y, dependiendo de la magnitud del proyecto de generación, considerar la alternativa de utilizar un gasoducto virtual con gas licuado.

- Para impulso de proyectos de generación en el mercado eléctrico

Se puede considerar el impulso de un proyecto de generación eficiente para la puesta en marcha de una Central de Ciclo Combinado de 350 MW.

Las ventajas de una planta de este tipo son que se evita la emisión de más de 1.3 millones de toneladas de dióxido de carbono al año (equivalente a retirar 283 mil automóviles de circulación) y, al mismo tiempo, se reduce el consumo anual de agua en 2.9 millones de metros cúbicos.

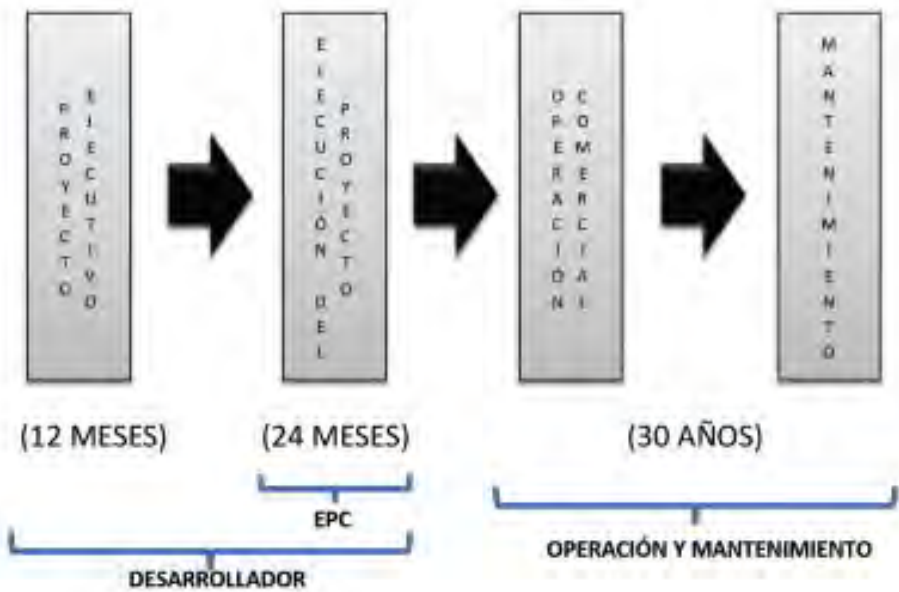
Un proyecto de este tipo, en el marco de la nueva legislación en materia eléctrica, podría apuntar a suministrar electricidad, con costos competitivos, a usuarios de carga industrial, teniendo en consideración las viabilidades y factibilidades técnicas y financieras correspondientes.

El estimado de tiempo para la formalización de un proyecto de esta naturaleza es de 3 años considerando:

- 12 meses para la elaboración del proyecto ejecutivo
- 24 meses para la ejecución de la obra

Se estima que el periodo de operación y vida útil de este tipo de centrales es de 30 años, considerando los mantenimientos correspondientes.

Diagrama 13. Propuesta de proyecto de generación eficiente



Fuente: Elaboración propia



Las propuestas contenidas en este documento no son de ninguna manera limitativas a las gestiones que se puedan hacer a nivel de gobiernos estatales y/o municipales para la mejora de las condiciones de la red o al incremento de la producción energética por parte de CFE en la región analizada.