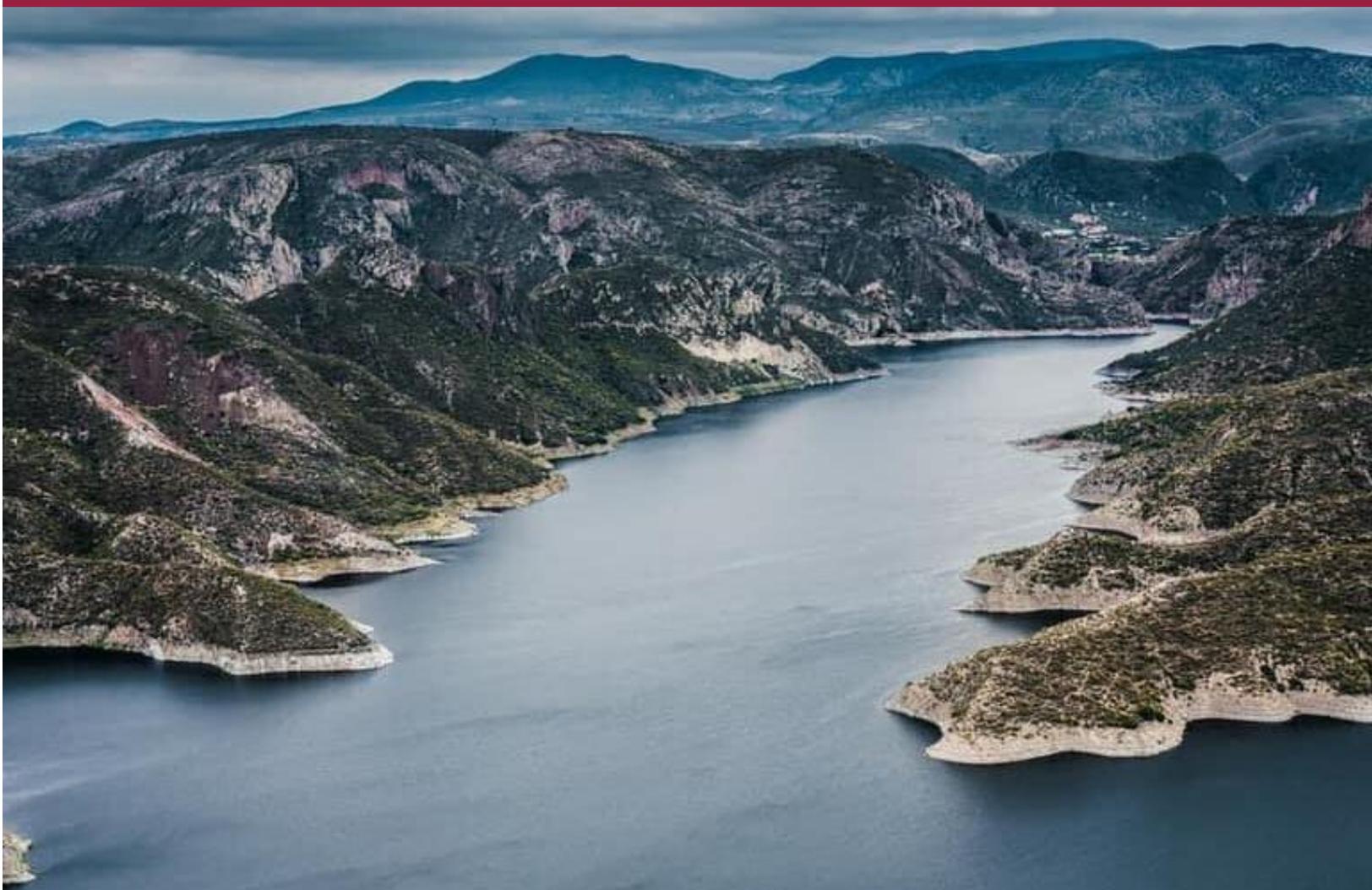


44. Potencial de tecnologías de almacenamiento de energía en México

Apéndice 4.5, Occidental: Hidalgo–Querétaro

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

Mapa de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de energía a escala de servicios en México

Compilado y elaborado por:

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Karla Gabriela Alonso Lupian

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>



Occidental (Zimapán)

Contenido

Occidental (Zimapán)	5
Contenido.....	5
Tablas.....	7
Figuras.....	8
Ubicación del sitio	11
Consumo y demanda	11
Capacidad Instalada	12
Capacidad instalada Convencional	13
Capacidad instalada Energías Limpias.....	14
Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA´s.....	14
Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para GCR.....	15
Generación regional	16
Consumo de combustibles por región de control.....	18
Capacidad de Trasmisión regional.....	18
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	21
P19-OC4 Compensación de Potencia Reactiva Dinámica en el Bajío	22
I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	24
P19-OC2 San José Iturbide Banco 4 Diagnóstico operativo	25
P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro	26
Impactos económicos y de confiabilidad de proyectos de trasmisión.....	28
Red de Transmisión en 400 kV de Tamazunchale-Jilotepec- Central (proyecto I19-CE1)	28
Diagnóstico CENASE.....	30
Líneas de transmisión saturadas.....	32
Energía no suministrada	32



Pronósticos regionales de consumo bruto y demanda máxima	33
Comportamiento operativo	35
Operación de la Transmisión en el verano a las 16:30 hs	35
Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs	37
Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas.....	38
Nodos seleccionados.....	38
Precios Marginales Locales (PML)	39
Precios del componente de Energía.....	41
Precios del componente de Perdidas	42
Precios del componente de Congestión.....	43
Diferencias entre nodos	44
Problemática en los reportes de CENASE	47
Resumen de las problemáticas identificadas	48
Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE	50
Referencias.....	53



Tablas

- Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental, sección central
- Tabla 2.** Consumo Bruto y Demanda Máxima Integrada en 2018, crecimiento porcentual respecto a 2017 y TMCA pronosticada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033 Nacional y para la GCR Occidental. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)
- Tabla 3.** Capacidad Instalada en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PRODESEN 2019-2033), (PRODESEN 2018-2032)
- Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Occidental (Querétaro, Hidalgo, Guanajuato y San Luis Potosí). Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)
- Tabla 5.** Datos de proyectos identificado a partir de información pública de las manifestaciones de impacto ambiental evaluadas para la GCR-Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)
- Tabla 6.** Datos de proyectos identificados que cumplen criterios de firmeza. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 7.** Generación bruta por entidad federativa en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del (SIE, 2019)
- Tabla 8.** Participación porcentual por tipo de tecnología en la generación por año y tipo de combustible. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).
- Tabla 9.** Consumo de combustibles fósiles para la GCR Occidental (solo estados de Querétaro, Guanajuato, Hidalgo, San Luis Potosí) por tipo de tecnología, por tipo de combustible y por año. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).
- Tabla 10.** Región de Trasmisión, Número de circuito, Capacidad y Tensión para los años 2016, 2017 y 2018. Fuente: (PRODESEN, 2017-2031), (PRODESEN, 2018-2032), (PRODESEN, 2019-2033)
- Tabla 11.** Proyectos de ampliación de la RNT GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2018-2032)
- Tabla 12.** Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 13.** Impacto económico por el diferimiento de la red Tamazunchale – Jilotepec – Central. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Tabla 14.** Resumen del diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental
- Tabla 15.** Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Occidental Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 16.** Nodos seleccionados. Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a)
- Tabla 17.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán) en 2018.
- Tabla 18.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) en 2018
- Tabla 19.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 01TUL-230 (Tula) en 2018
- Tabla 20.** Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán) y el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) en 2018



- Tabla 21.** Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) y el Nodo 01TUL-230 (Tula) en 2018
- Tabla 22.** Estados de emergencia reportados por CENASE para la GCR Occidental en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)
- Tabla 23.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Occidental).
- Tabla 24.** Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Occidental)
- Tabla 25.** Grado de compensación reactiva (MVAR) en la región de control Occidental.
- Tabla 26.** Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de reserva en el SIN.
- Table 27.** Estimación de la reducción de emisiones y generación en el área de control.

Figuras

- Figura 1.** Ubicación de estudio de caso Zimapán.
- Figura 2.** Líneas de Trasmisión en la GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 3.** Red eléctrica de la zona San Luis de la Paz y su zona de influencia En las siguientes secciones se resume la información contenida en (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 4.** Red de transmisión en 400 kV de Tamazunchale – Jilotepec – Central. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 5.** Curva de duración de carga en SE León Tres AT-01 230/115 kV 100 MVA. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 6.** Convergencia de flujos de potencia a las regiones de Aguascalientes a Querétaro, Escenario de Planeación de 2022. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 7.** Perfil de tensión en red de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, Escenarios de Planeación 2022 – 2025. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 8.** Ubicación del Nodo 03ZMN-230 (Zimapán), 03QRO-115 (Querétaro), 01TUL-230 (Tula). Fuente: (Cenase, 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 9.** PML en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán)
- Figura 10.** PML en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)
- Figura 11.** PML en el Nodo 01TUL-230 (Tula).
- Figura 15.** Costo del componente Energía en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán)
- Figura 16.** Costo del componente Energía en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)
- Figura 17.** Costo del componente Energía en el Nodo 01TUL-230 (Tula).
- Figura 18.** Costo del componente Energía en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán)
- Figura 19.** Costo del componente Energía en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)



Figura 20. Costo del componente Energía en el Nodo 01TUL-230 (Tula).

Figura 21. Principales estados de alerta reportados por CENASE (León y Querétaro) en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

Figura 22. Curvas PV para dos nodos en la región de control Occidental.



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency

Ubicación del sitio

El sitio de estudio se ubica, en la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental en la región que abarcan los Estados de Hidalgo, Querétaro, Guanajuato y San Luis Potosí.

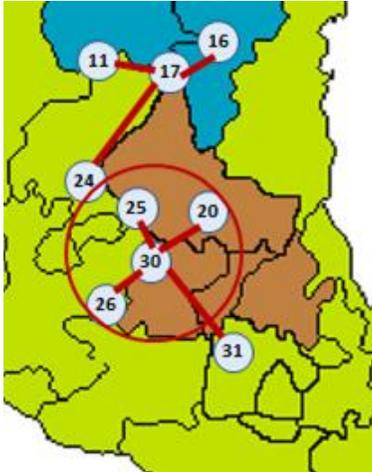


Tabla 1. Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental, sección central

No.	Región de Trasmisión (RT)
20	Tamazunchale
25	San Luis Potosí
26	Salamanca
30	Querétaro
31	Central

Figura 1. Ubicación de estudio de caso Zimapán.

El sitio de interés se ubica alrededor la CH Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán) en la Región de Trasmisión de Querétaro (RT = 30) y entre las RT que le rodean: 20, 25, 26 y 31. En particular entre los Nodos 03ZMN-230 (Zimapán), 03QRO-115 (Querétaro), 01TUL-230 (Tula), (CENASE, 2019a).

Consumo y demanda

En la tabla 2 se presentan los datos de Consumo Bruto¹ y Demanda Máxima Integrada² en 2018. En la misma tabla se presentan los pronósticos de crecimiento del Consumo Bruto y de la Demanda Máxima Integrada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033.

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran: (i.) Crecimiento económico, (ii.)

¹ Consumo bruto: se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación Comisión Federal de Electricidad, (CFE)—.

² En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR.



Crecimiento poblacional, (iii.) Factores climáticos estacionales, (iv.) Precio de la electricidad, (v.) Precio de combustibles, (vi.) Pérdidas de energía eléctrica, (vii.) Eficiencia Energética, y (viii.) Estructura del consumo final eléctrico.

Tabla 2. Consumo Bruto y Demanda Máxima Integrada en 2018, crecimiento porcentual respecto a 2017 y TMCA pronosticada para los periodos 2019-2024 y 2019-2033 Nacional y para la GCR Occidental. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo Bruto (CB)		
CB Nacional en el SEN	318,2361	GWh
Incremento del CB Nacional de respecto al CB Nacional en 2017.	2.7	%
CB regional. GCR Occidental	68,107	GWh
Porcentaje del CB regional respecto del Nacional	21.4	%
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5) plazo. GCR Occidental	3.1	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Occidental	3.5	%
Demanda Máxima Integrada (DMI)		
DMI Nacional en el SIN	45,167	MWh/h
Incremento de la DMI respecto de la DMI en 2017	4.3	%
DMI regional. GCR Occidental	10,373	MWh/h
Porcentaje de la DMI regional respecto de la DMI Nacional	22.9	%
Demanda máxima integrada coincidente en el SIN. GCR Occidental	10,137	MWh/h
Demanda máxima integrada coincidente en el SEN. GCR Occidental	9,064	MWh/h
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5). GCR Occidental	3.5	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Occidental	3.6	%

Capacidad Instalada

La capacidad instalada para la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental por tipo de permiso se muestra en la siguiente Tabla 3.



Tabla 3. Capacidad Instalada en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: (PRODESEN 2019-2033), (PRODESEN 2018-2032)

GCR	Año	CFE	PIE ^{2/}	AU ^{2/}	COG ^{2/}	PP ^{2/}	GEN ^{2/}	TOTAL
	(MW)							
Occidental	2017	8,536	495	1,319	184	14	19	10,567
	2018	8,661	495	1,179	215	13	763	11,277

Notas: 2/ considera la capacidad de contrato para los PIE y para el resto de permisionarios es la entregada a la red.

Capacidad instalada Convencional

La capacidad instalada convencional en la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental está constituida por centrales de Ciclo Combinado (CC), centrales de Turbo gas (TG), centrales de Combustión Interna (CI), centrales de Lecho Fluido (LF) y centrales que utilizan Turbinas de Vapor (TV).

Tabla 4. Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Occidental (Querétaro, Hidalgo, Guanajuato y San Luis Potosí). Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)

Generador	Año	Tipo de planta	Participación %
CFE, PIE y otros generadores	2016	CC	37.12%
		CI	1.62%
		EO	2.47%
		PV	0.01%
		LF	7.16%
		TG	8.85%
		TV	38.87%
		HIDRO	3.89%
	TOTAL	100.00%	
	2017	CC	37.10%
		CI	2.56%
		EO	2.36%
		PV	0.03%
		LF	6.84%
TG		5.59%	



Generador	Año	Tipo de planta	Participación %
		TV	41.82%
		HIDRO	3.71%
		TOTAL	100.00%

Capacidad instalada Energías Limpias

La capacidad instalada de Energías Renovables Variables (ERV), que incluyen Eólica y Solar en estas entidades federativas de la GCR Occidental era de aproximadamente de 2.44% en 2015, 4.09% en 2016 y 4.92% en 2017 (CRE y CFE, 2018).

Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA's

Se revisó el Sistema de Consulta de los Trámites de SEMARNAT para identificar las Manifestaciones de Impacto Ambiental sometidas a consideración de la Dirección General de Evaluación de Impacto Ambiental (DGEIA) de SEMARNAT de ERV Eólica y Solar en la GCR Occidental. El resultado de esta revisión se presenta de forma resumida para la GCR Occidental en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos de proyectos identificado a partir de información pública de las manifestaciones de impacto ambiental evaluadas para la GCR-Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)

Región	Occidental	Occidental
Tecnología	EO	PV
No. de proyectos	17	65
Capacidad instalada (MW) total	1,846	8,978
Generación teórica (GWh) total	2,829	24,677
Superficie total proyectos (ha)	1,495	20,836.13
Intensidad de uso de suelo (Ha/MW), Mediana	0.66	2.32
Núm. Aerogeneradores	882	
Núm. Paneles		59,167,587
Costo por MW (USD), Mediana	\$1,403,333	\$1,076,258
Costo por GWh (USD), Mediana	\$923,812	\$412,321

Nota. Los datos se basan en un análisis de la información disponible en el sistema público de SEMARNAT, principalmente para los años 2016-2019.



Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para GCR

De acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Red nacional de Trasmisión y las Redes generales de Distribución publicado en 2019 (PAMRNTyRGD, 2019-2033) se tiene considerada 44 centrales de las cuales 39 son de ERV con una capacidad de 3,629.40 MW de capacidad. En la siguiente tabla se muestra la totalidad de las centrales y su capacidad.

Tabla 6. Datos de proyectos identificados que cumplen criterios de firmeza. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN5	FV	GEN	62.5	ene-19
2	Central Eléctrica GEN6	FV	GEN	140.0	ene-19
3	Central Eléctrica GEN7	COGEF	GEN	2.0	ene-19
4	Central Eléctrica GEN22	CC	GEN	22.0	mar-19
5	Central Eléctrica GEN23	CI	GEN	20.0	mar-19
6	Central Eléctrica PP5	FV	PP	15.0	abr-19
7	Central Eléctrica GEN31	FV	GEN	30.0	may-19
8	Central Eléctrica AUT6	FV	AUT	30.0	may-19
9	Central Eléctrica AUT7	FV	AUT	60.0	may-19
10	Central Eléctrica GEN32	FV	GEN	126.0	may-19
11	Central Eléctrica GEN36	FV	GEN	400.0	jun-19
12	Central Eléctrica GEN37	FV	GEN	300.0	jun-19
13	Central Eléctrica GEN40	FV	GEN	150.0	jun-19
14	Central Eléctrica GEN47	GEO	GEN	25.0	jun-19
15	Central Eléctrica GEN48	FV	GEN	100.0	jun-19
16	Central Eléctrica GEN49	FV	GEN	29.7	jun-19
17	Central Eléctrica GEN50	FV	GEN	100.0	jun-19
18	Central Eléctrica PP6	FV	PP	30.0	jun-19
19	Central Eléctrica GEN64	FV	GEN	300.0	nov-19
20	Central Eléctrica GEN65	BIO	GEN	2.9	dic-19
21	Central Eléctrica AUT27	FV	AUT	30.0	dic-19
22	Central Eléctrica AUT28	EO	AUT	63.0	dic-19
23	Central Eléctrica GEN66	FV	GEN	6.2	dic-19
24	Central Eléctrica GEN67	COGEF	GEN	1.0	dic-19
25	Central Eléctrica GEN68	FV	GEN	80.3	dic-19
26	Central Eléctrica PP11	HID	PP	15.0	dic-19
27	Central Eléctrica AUT29	BIO	AUT	2.8	dic-19



Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
28	Central Eléctrica PP12	FV	PP	40.0	dic-19
29	Central Eléctrica AUT30	FV	AUT	30.0	dic-19
30	Central Eléctrica PP13	FV	PP	30.0	dic-19
31	Central Eléctrica AUT32	EO	AUT	106.0	mar-20
32	Central Eléctrica AUT34	FV	AUT	40.0	jun-20
33	Central Eléctrica GEN96	FV	GEN	270.0	jun-20
34	Central Eléctrica GEN125	FV	GEN	200.0	jun-20
35	Central Eléctrica AUT36	EO	AUT	64.0	jul-20
36	Central Eléctrica GEN106	CC	GEN	874.0	dic-20
37	Central Eléctrica AUT37	EO	AUT	76.0	dic-20
38	Central Eléctrica AUT38	EO	AUT	40.0	dic-20
39	Central Eléctrica AUT39	EO	AUT	30.0	dic-20
40	Central Eléctrica GEN107	FV	GEN	200.0	dic-20
41	Central Eléctrica GEN108	FV	GEN	95.0	dic-20
42	Central Eléctrica GEN110	FV	GEN	89.0	ene-21
43	Central Eléctrica AUT40	EO	AUT	71.0	ene-21
44	Central Eléctrica GEN114	FV	GEN	150.0	jun-21
Total				4,548.4	

Notas: FV: Fotovoltaica; COGEF; Cogeneración Eficiente; CC: Ciclo Combinado; CI: Combustión Interna; GEO: Geotérmica; BIO: Bioenergía; EO: Eólica; HID: Hidroeléctrica; GEN; Permiso como Generador al amparo de la LIE; PP: Permiso como Pequeño Productor de Energía; AUT: Permiso como Autoabastecedor de Energía

Considerando que la capacidad instalada en 2018 era de 11,277 MW (PRODESEN 2019-2033) y que los proyectos con criterios de firmeza (PIIRCE, 2019) representan una capacidad de 3,632.4 MW al final del periodo en 2024

La ampliación de la capacidad de generación con ERV representaría un aumento de 32.21% a 2024 respecto del total de 2018.

Si se considera la capacidad identificada de ERV en las MIA´s de 10,824 MW entonces se tendría un incremento de aproximadamente 95.98% en su participación respecto del total de 2018, esto sin considerar la participación en 2017 de EL de 6.1%.

Generación regional

La generación regional por entidad federativa en la GCR Occidental se presenta en la siguiente tabla.



Tabla 7. Generación bruta por entidad federativa en la Gerencia de Control Regional Occidental. Fuente: Elaboración propia con datos del (SIE, 2019)

Estado	2015	2016	2017
	(GWh)		
Guanajuato	5,556	6,959	8,146
Hidalgo	11,525	12,418	11,490
Querétaro	4,391	3,594	4,343
San Luis Potosí	10,367	10,505	11,514
Total	31,838	33,476	35,493

Estado	2015	2016	2017
	(GWh)		
Colima	13,984	13,429	14,465
Jalisco	670	653	602
Michoacán	4,117	3,985	7,459
Nayarit	4,345	4,218	3,281
Total	23,116	22,284	25,807

Nota: En 2017 para el estado de Zacatecas no reportó generación.

Tabla 8. Participación porcentual por tipo de tecnología en la generación por año y tipo de combustible. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).

Año	Generador	Tipo de planta	Participación porcentual en Generación Bruta	Porcentual del consumo de auxiliares respecto a la Generación Bruta	Participación porcentual en la Generación Neta
2015	CFE y PIE y Otros	CC	64.8%	1.9%	53.13%
		CI	1.3%	4.3%	0.62%
		EO	1.5%	0.2%	0.74%
		PV	0.0%	0.0%	0.00%
		LF	21.6%	10.0%	9.97%
		TG	0.6%	0.3%	3.20%
		TV	10.3%	8.3%	26.77%
		HID	0.0%	0.1%	5.55%
		TOTAL	100.0%	4.3%	100.0%
2016	CFE y PIE y Otros	CC	50.6%	1.9%	51.78%
		CI	0.6%	1.6%	0.59%
		EO	1.2%	0.1%	1.26%
		PV	0.0%	0.0%	0.00%
		LF	9.5%	9.4%	8.95%
		TG	10.4%	1.6%	10.67%
		TV	25.0%	8.2%	23.98%
		HID	2.7%	0.9%	2.78%
		TOTAL	100.0%	4.1%	100.00%
2017	CFE y PIE y Otros	CC	40.5%	1.9%	41.59%
		CI	0.7%	4.2%	0.67%
		EO	0.8%	0.1%	0.84%
		PV	0.0%	0.7%	0.01%



Año	Generador	Tipo de planta	Participación porcentual en Generación Bruta	Porcentual del consumo de auxiliares respecto a la Generación Bruta	Participación porcentual en la Generación Neta
		LF	9.5%	10.1%	8.92%
		TG	6.1%	1.9%	6.22%
		TV	38.8%	6.7%	37.86%
		HID	3.8%	1.0%	3.89%
		TOTAL	100.0%	4.5%	100.00%

Notas: FV: Fotovoltaica; CC: Ciclo Combinado; CI: Combustión Interna; EO: Eólica; HID: Hidroeléctrica; LF: Lecho Fluidizado; TG: Turbogas; TV: Turbina a Vapor

Consumo de combustibles por región de control

El consumo de combustibles por año y tipo de combustible para la GCR Occidental se señala en la siguiente tabla.

Tabla 9. Consumo de combustibles fósiles para la GCR Occidental (solo estados de Querétaro, Guanajuato, Hidalgo, San Luis Potosí) por tipo de tecnología, por tipo de combustible y por año. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).

Año	Gas Natural (m ³)	Combustóleo (m ³)	Diesel (m ³)	Bagazo de Caña (Ton)	Biogás (m ³)	Gas Coque (m ³)	Coque de Petróleo (Ton)	Aserrín (Ton)	Gas Residual (m ³)
2015	5,613,030,093	1,902,776	46,907	1,437,258	2,452,095	1,204,642	3,713	21	0
2016	6,781,106,076	1,383,342	9,383	1,023,788	5,189,389	0	1,069,021	2,469	65,760,556
2017	6,003,395,123	2,912,750	10,412	1,095,838	15,339,016	529,063	1,180,094	2,469	0

Capacidad de Trasmisión regional

La capacidad de trasmisión entre las regiones de trasmisión se muestra a continuación en la tabla 10. Su ubicación se muestra en la figura 2.



Tabla 10. Región de Trasmisión, Número de circuito, Capacidad y Tensión para los años 2016, 2017 y 2018.
Fuente: (PRODESEN, 2017-2031), (PRODESEN, 2018-2032), (PRODESEN, 2019-2033)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)	A3590	400	1,200	1,200	1,178
Tepic II	Cerro Blanco	A3630	400			
Tepic II	Cerro Blanco		400			
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)	A3230	400 / 230	2,100	2,800	3,000
Manzanillo	Acatlán	A3240	400			
Manzanillo	Atequiza	A3J20	400			
Tapeixtles	Mazamitla	93540	400			
Colima II	Ciudad Guzmán		230			
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)	A3250	400	1,000	1,000	1,000
Atequiza	Aguascalientes Potencia	A3N20	400			
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia		400			
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)	A3J80	400	700	700	700
Atequiza	Salamanca II		400			
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)	A3470	400 / 230	700	700	700
Mazamitla	Purépecha	93710	400			
Ocotlán	Zamora		230			
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)	A3110	400	600	600	580
Mazamitla	Pitirera		400			
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)	A3200	400	600	600	720
Lázaro Cárdenas	Carapan		400			
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)	A3J90	400 / 230	700	700	700
Carapan	Salamanca II	93220	400			
Carapan	Abasolo II		230			
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)	A3L30	400 / 230	1,400	1,400	880
Potreriillos	Las Fresas	A3L40	400			
Potreriillos	Las Fresas	93420	400			
León I	Irapuato II	93410	230			
Silao Potencia	Irapuato II	93410/93G60	230			
Silao Potencia	Irapuato II		230			
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)	A3J30	400 / 230	1,300	1,300	1,300
El Potosí	Cañada	A3J40	400			
El Potosí	Aguascalientes Potencia	93340	400			
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93140/93Z30	230			
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia		230			
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)	93130	230	300	300	425
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230			
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes		230			
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)	A3330	400 / 230	1,500	1,600	1,600
Salamanca	Santa María	A3990	400			
Salamanca	Santa María	93150	400			
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230			
Salamanca Cogeneración	Celaya III		230			
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)	A3590	400	1,200	1,200	1,178

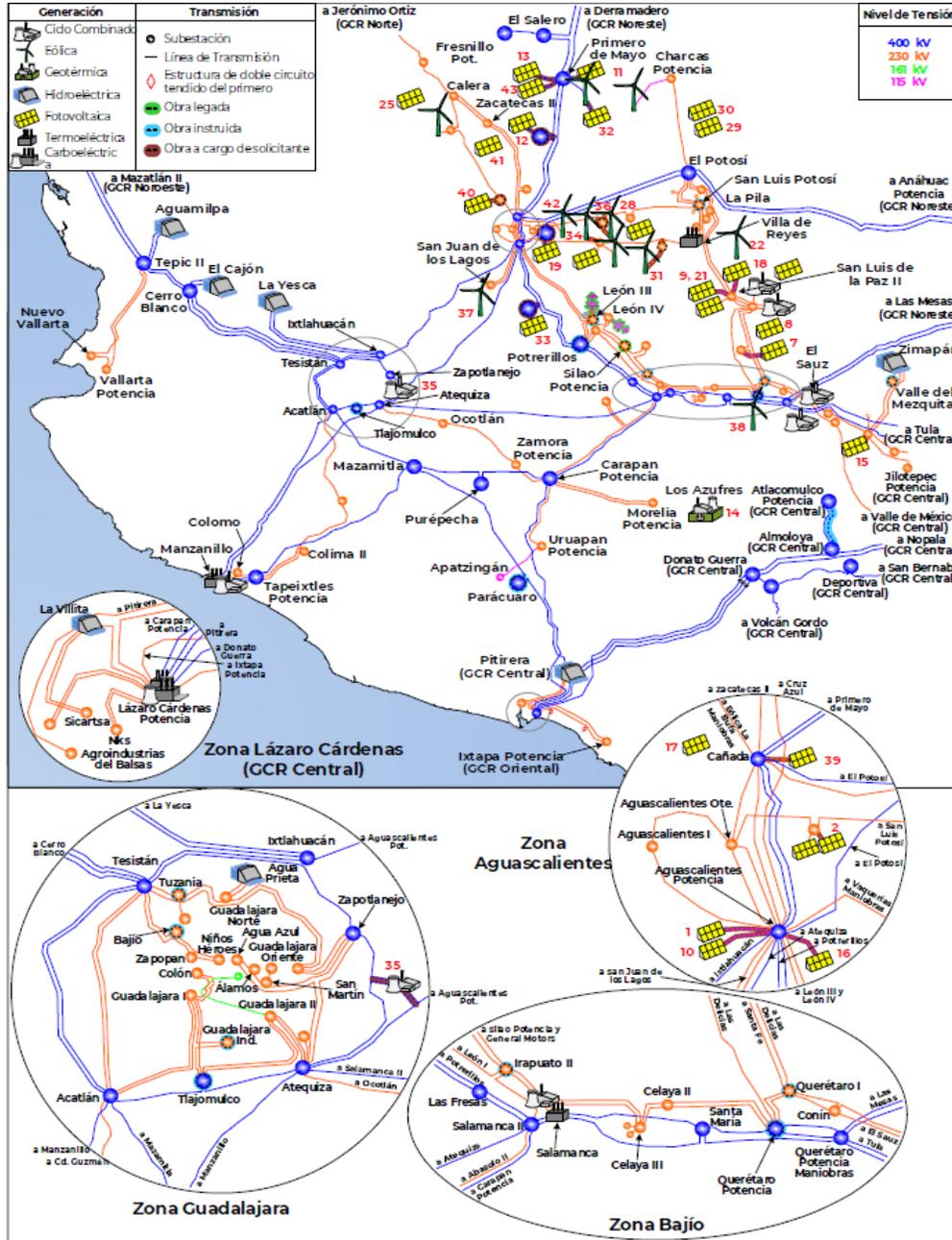


Figura 2. Líneas de Trasmisión en la GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)



Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

En el PAMRNTyRGD 2018-2032 se propusieron 13 proyectos: mismos que se señalan en la siguiente tabla. Estos proyectos junto con otros de ejercicios previos fueron retomados en el PAMRNTyRGD 2019-2033 como proyectos instruidos por SENER.

Tabla 11. Proyectos de ampliación de la RNT GCR Occidental. Fuente: (PAMRNTyRGD 2018-2032)

No.	Denominación
21	Querétaro Potencia Banco 4
22	Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)
23	Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas
24	Compensación capacitiva en la zona Querétaro
25	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)
26	Enlace Tepic II - Cerro Blanco
27	Compensación capacitiva en la zona Zacatecas
28	León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III
29	Compensación capacitiva en la zona Guadalajara
30	Loreto y Villa Hidalgo MVAR
31	Irapuato II Banco 3 (traslado)
32	Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán
33	Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildelfonso -Tepeyac

En el PAMRNTyRGD 2019-2033 se propusieron 4 proyectos de ampliación de la red de transmisión para la GCR Occidental: (1.) Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío, (2.) Incremento en la capacidad de trasmisión de la región Noreste al Centro del País, (3.) San José Iturbide, Banco 4, y (4.) Incremento de capacidad de trasmisión en Las Delicias-Querétaro

Tabla 12. Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la región Peninsular. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)



No.	Clave	Fecha Factible de Entrada en Operación	Región de Control	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en la zona o GCR	Estado	Ejercicio de planeación en el que se identifica
1	P19-OC4	abr-25	Occidental	Bajío	Guanajuato y Querétaro	2019
2	I19-CE1	may-25	Central, Occidental, Noreste	Gerencias de control Central y occidental	Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México	2019
3	P19-OC2	abr-23	Occidental	San Luis de la Paz	Guanajuato, Querétaro	2019
4	P19-OC3	abr-23	Occidental	Querétaro	Querétaro, Guanajuato	2019

En las siguientes secciones se resume la información contenida en (PAMRNTyRGD 2019-2033).

P19-OC4 Compensación de Potencia Reactiva Dinámica en el Bajío

La región Bajío del país está compuesta por estados con un importante crecimiento a nivel industrial, comercial y por tanto residencial, como son las entidades de Guanajuato y Querétaro. En dichos estados se encuentran importantes zonas de carga que presentan una tasa media de crecimiento anual (TMCA) a cinco años de 5.56% para la zona Querétaro, 3.86% en la zona Irapuato y 5.11% para la zona León; además de otras zonas de alto crecimiento como Salamanca, Celaya, San Luis de la Paz y San Juan de Río. **León, Irapuato y Querétaro son zonas de carga altamente importadoras de energía, debido al déficit de generación que tienen en algunos puntos operativos. La energía se importa desde las Gerencias de Control Noroeste, Norte y Noreste,** fluyendo por la red de 400 kV y 230 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC). Dentro del ámbito de la GCROC, la energía a las zonas de interés se importa desde las Zonas Aguascalientes, Zacatecas, San Luis Potosí, Manzanillo y Zona Metropolitana de Guadalajara.

La alta demanda, principalmente de las zonas León, Irapuato y Querétaro, en combinación con el traslado de energía eléctrica desde Centrales Eléctricas remotas, propician un bajo perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV. De acuerdo con los casos de estudio previstos, para el año 2025, en condición de red completa y manteniendo una reserva de reactivos del 50% en las Centrales Eléctricas de la zona, se tendrían niveles de voltaje en la red de 400 kV de 392.7 kV en la SE Potrerillos y 391.7 kV en la SE Querétaro Potencia, mientras que en la red de 230 kV se presentan voltajes de 221.8 kV en la SE León IV, 222.0 kV en la SE Silao Potencia y 222.3 kV en la SE León III; para la zona Querétaro se tiene un nivel de voltaje de 222.9 kV en la SE Querétaro I y de 223.2 kV en la SE Santa Fe. **Ante la pérdida de elementos de control de voltaje, como el autotransformador 400/230 kV de la SE Potrerillos, se tendrían voltajes fuera de límites permisibles operativos.** Los niveles de voltaje más bajos se presentarían en la zona León e Irapuato, con afectación en las SE León III (215.3 kV), León IV (215.8 kV), Silao Potencia (217.5 kV),



Maniobras General Motors (218.1 kV) y León I (216.4 kV). Ante esta contingencia se tendría que aumentar la aportación de reactivos de las unidades de la zona para mejorar el perfil de voltaje.

La condición de bajo perfil de voltaje en la zona Bajío dificulta la operación del sistema eléctrico, al limitar la transmisión de energía por el corredor de transmisión León – Salamanca. Esto se debe a que ante altos flujos de energía eléctrica en ciertos corredores de transmisión que alimentan a la zona, decremента la magnitud de voltaje de esta. Por tal motivo y considerando los escenarios previstos para 2022, se tendría que limitar el flujo de energía eléctrica a través del enlace. Con un flujo pre-contingencia de 1,000 MW por este corredor de transmisión y ante contingencia sencilla se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos. Por lo tanto, el límite de transmisión se establece en 880 MW, considerando un 12% de margen de seguridad. **Esta problemática reduciría la capacidad de transporte de energía eléctrica por medio de la red de 400 y 230 kV desde las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí hacia la región Bajío y al Centro del País (Valle de México).**

El continuo decremento del voltaje en 400 kV de la SE Querétaro Potencia producirá una disminución en el límite de transmisión Querétaro - Santa María, que está conformado por tres líneas de transmisión de 400 kV (Querétaro Potencia Maniobras – A3M30 – Querétaro Potencia, Querétaro Potencia Maniobras – A3M20 – Querétaro Potencia y Querétaro Potencia Maniobras – A3L80 – Santa María), pasando de un límite actual de 1,900 MW (determinado por sobrecarga ante contingencia) a un límite de 1,542 MW para 2025 (determinado por violación de voltaje ante contingencia sencilla). Esta compuerta transporta, en distintos puntos de operación, la energía eléctrica proveniente del Noreste y Centro del país hacia la región Bajío. **La SE Las Mesas (Tamazunchale), es uno de los puntos de envío de los excedentes de generación de energía eléctrica de la Gerencia de Control Regional Noreste, la cual destaca por la gran cantidad de Centrales Eléctricas que tiene instaladas.** La transmisión de dichos excedentes se da, principalmente, por el corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras y, de acuerdo con los escenarios de planeación, se espera que la GCROC esté importando flujos de potencia de alrededor 1,800 MW a partir de 2024. Con la red prevista para 2025 y debido a las problemáticas de voltaje mencionadas anteriormente, no se podría permitir un flujo mayor al orden de 1,711 MW por las dos líneas de transmisión en 400 kV entre la SE Las Mesas y la SE Querétaro Potencia Maniobras, ya que ante contingencia sencilla de uno de dichos circuitos estaría en condiciones de voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad del Sistema.

Cuando se presenten restricciones en el suministro de gas y/o salidas no programadas de Centrales Eléctricas, se tendría que utilizar el total de **reserva de potencia reactiva** de aquellas unidades que estén en funcionamiento, reduciendo la Confiabilidad del suministro. El 19 de febrero de 2019 se presentó una situación similar a lo descrito anteriormente; ya que, por restricciones de gas, la central eléctrica Bajío (BAJ) solicitó a la GCROC la autorización para conmutar de gas a diésel y, durante ese periodo de conmutación, salieron de operación por falla las unidades 2 y 4 de dicha central eléctrica. Además, en ese mismo lapso, la central eléctrica Energía San Luis de la Paz (ELP) solicitó la desconexión de su central por la misma problemática de restricción de gas. **Estas modificaciones en los despachos de generación (ELP: de 228 a 0 MW y BAJ: de 642 a 141.6 MW) propiciaron bajos voltajes en la red de la región Bajío,** con valores de 391.5 kV en la SE Querétaro Potencia, 395.0 kV en la SE Querétaro Maniobras Potencia, 396.1 kV en la SE Santa María y 396.8 kV en la SE Las Fresas. En la red de 230 kV de la zona Querétaro-San Luis de la Paz se tuvieron voltajes de 218.6 kV en la SE Santa Fe, 220.5 kV



en la SE Conín y 220.8 kV en la SE Querétaro I. En la zona León el voltaje mínimo se presentó en la SE León IV con un valor de 217.1 kV, mientras que en Irapuato se alcanzó un voltaje de 219.7 kV en la SE Silao Potencia. **La GCROC se declaró en Estado Operativo de Alerta (EOA) en la zona Guanajuato y Querétaro por no contar con recursos suficientes de potencia reactiva capacitiva para la regulación de tensión, por lo que ante la ocurrencia de contingencia sencilla se activaría la operación de los Esquemas de Protección para preservar las Confiabilidad y estabilidad de Sistema.**

119-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País

La GCR Central comprende los Estados de México, Hidalgo, la Ciudad de México y parte de los estados de Guerrero y Morelos, siendo un gran centro de consumo de energía eléctrica. A su vez, se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur. En 2018, se acumuló un total de 9.44 millones de usuarios que cuentan con el servicio de energía eléctrica (esto equivale a poco más de 30.5 millones de personas). De los cuales 89% son usuarios residenciales, 10.4% son comerciales, 0.1% son agrícola y alumbrado público y 0.5% son de empresa mediana e industrias en alta tensión.

La demanda máxima del año 2018 de la GCR Central (28 de febrero a las 19:13 hs y 01 de marzo a las 19:18 hs), alcanzó un valor de 9,121 MW. La demanda eléctrica de esta Gerencia se concentra en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) y áreas conurbadas. Esta zona es deficitaria en recursos de generación de energía eléctrica, de tal forma que permanentemente importa energía, hasta en un 70%, del resto del Sistema Interconectado Nacional. Las Centrales Eléctricas instaladas en la ZMCM emplean principalmente combustibles fósiles como el gas natural y combustóleo, como es el caso de las Centrales Eléctricas: Tula (2,228.3 MW), Valle de México (999.3 MW) y diversas centrales turbogás (714.4 MW). Por otro lado, en la costa del Pacífico, entre los estados de Michoacán y Guerrero, se concentran grandes centros de generación de energía eléctrica, que corresponden a la Central Eléctrica Petacalco (2,778 MW) que emplea carbón como combustible y las Centrales Eléctricas hidráulicas Infiernillo y Villita con una capacidad efectiva de 1,520 MW.

El pronóstico de demanda y consumo para el periodo 2019-2033 tiene una tasa media de crecimiento anual de 2.4% tanto en su demanda como en el consumo. Para el año de 2025 se estima que la demanda máxima integrada bruta de la GCRCE sea de 10,465 MWh/h, lo que significa un crecimiento de 1,660 MWh/h con respecto a 2018. Si se llega a presentar una tasa del crecimiento del PIB del 4%, se puede llegar a una demanda máxima integrada bruta de 10,866 MWh/h. Las importaciones de energía hacia la ZMCM provienen del Sureste del país de las Centrales hidráulicas y eólicas, del Golfo de México de Ciclos Combinados, del Noreste de Ciclos Combinados y generación eólica, del Pacífico de Centrales Eléctricas hidráulicas y de carbón y del Occidente una combinación de Centrales de Ciclos Combinados y renovables. Se espera en el futuro la reducción en el despacho de la central Carboeléctrica del Pacífico (Petacalco), esto debido a sus altos costos de producción, por lo cual, es necesario prever red eléctrica para el suministro de energía eléctrica hacia la ZMCM, específicamente en las zonas asociadas a la División Valle de México Norte, tales como Naucalpan, Cuautitlán, Atizapán de Zaragoza, Nicolás Romero, Tultitlán y Tepotzotlán. Las cuales representan alta densidad



demográfica y zonas industriales, que son alimentadas por las subestaciones eléctricas Nopala y Victoria con equipos de transformación de relación 400/230 kV.

Otras regiones con problemáticas de suministro:

- Municipios de Jilotepec, San Francisco Soyaniquilpan, Aculco y Chapa de Mota que dependen de subestaciones eléctricas interconectadas en el nivel de tensión de 115 kV, con dos fuentes de suministro; una es la SE Jilotepec Potencia con un banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV, y otra es la SE Nochistongo con un banco de transformación de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV.
- Municipio de Atlacomulco depende de su suministro principalmente de un banco de transformación de 375 MVA de capacidad y relación de transformación 400/115 kV, el cual, ante su falla o salida de la línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya en 400 kV se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad del suministro en la región.
- Se prevé en 2019 entre en operación en la red de 115 kV un nuevo Centro de Carga denominado “Ciudad Bicentenario”, el cual se alimentará principalmente de la transmisión proveniente de Nochistongo con una carga inicial de 15.2 MW, además se espera que para el 2025 la demanda en la zona de análisis alcance un monto de 105 MW, lo cual agrava la situación y el requerimiento de nueva infraestructura eléctrica.
- Por otro lado, se espera el crecimiento de demanda adicional para el año 2020, con la entrada en operación de un nuevo Centro de Carga en la zona denominado “San Francisco Soyaniquilpan” asociada a la red de 230 kV que será alimentado a través del enlace Jilotepec Potencia – Dañu, el cuál inicialmente tomará 22 MW, pero para el año 2025 incrementará su demanda a 31.8 MW.

Además, otra problemática que se presenta en el ámbito de influencia de la Gerencia de Control Regional Occidental durante la condición de alto despacho de la Central Hidroeléctrica Zimapán, (la cual suministra aproximadamente 280 MW a la red eléctrica en el nivel de tensión de 230 kV) y con la entrada de operación de un proyecto de una Central Eléctrica Fotovoltaica de 100 MW en la región, ante la eventual pérdida o salida de una línea de transmisión de San Juan Potencia –93Q20– Dañu y Héroes de Carranza –93030– Dañu de 230 kV, el excedente de generación ocasiona un incremento de flujo de potencia eléctrica en el banco de transformación de Jilotepec Potencia, lo que provoca la saturación de la red de transmisión de 115 kV del corredor de transmisión Nochistongo – Jilotepec – Atlacomulco.

P19-OC2 San José Iturbide Banco 4 Diagnóstico operativo

La red eléctrica de la Zona San Luis de la Paz consta de subestaciones eléctricas que alimentan carga de las Zonas de Distribución Querétaro y Celaya, de la División de Distribución Bajío.



Geográficamente se ubica al norte de la Ciudad de Querétaro, entre los estados de Querétaro y Guanajuato (Figura 1). Su red en 115 kV es alimentada por la transformación 230/115 kV de las subestaciones eléctricas Santa Fe y San Luis de la Paz II, cuya capacidad total es de 525 MVA. Adicionalmente, en la zona de influencia se cuenta con 70 MW de generación intermitente en la red de 115 kV y 228 MW en 230 kV. A futuro, se prevé la instalación de 210 MW Fotovoltaicos y 63 MW Eólicos en la red de 115 kV.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda de la zona San Luis de la Paz, a largo plazo se observa un crecimiento de carga que afecta principalmente la transformación de la SE San Luis de la Paz II. Este efecto se debe a que está ubicada eléctricamente más cercana a las fuentes de generación. Durante el día, la energía de las Centrales Eléctricas fotovoltaicas conectadas en 115 kV ayuda a que no se tengan sobrecargas en la transformación 230/115 kV de la zona, pero a partir 2024, en los escenarios nocturnos de mayor demanda, se presentarían cargas del 100% en la transformación 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz II. Lo anterior en condición de red completa. Adicionalmente, en el escenario de verano 2023 a las 23 horas, cuando se presenta la contingencia de la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias se tiene sobrecarga de los tres bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II, alcanzando un flujo de 114.4% de su capacidad nominal en el banco 1 y de 119.6% de su capacidad para los bancos 2 y 3, además de la sobrecarga de las líneas en 115 kV: San Luis de la Paz II – La Soledad y La Soledad – Chipilo. Esto se debe a que prácticamente el total de la carga de la zona San Luis de la Paz queda alimentado desde la SE Querétaro I en 115 kV y desde los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II.

P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro

El corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro, está conformado por tres las líneas de transmisión en 230 kV: Las Delicias – 93100 – Querétaro, Las Delicias – 93250 – Santa Fe, Las Delicias – 93300 – Querétaro Potencia; y dos líneas de transmisión en 115 kV: Nogales – 73970 – La Fragua y Dolores Hidalgo – 73470 – San Miguel Allende. **Por el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro se transmite la energía que se genera en las regiones de San Luis de La Paz y San Luis Potosí hacia la región de Querétaro.**

Las principales Centrales Eléctricas (CE) de esta zona son las Centrales de Ciclo Combinado Bajío y Energía San Luis de la Paz con una capacidad de 868 MW, la Central Termoeléctrica Villa de Reyes con 700 MW, también se cuenta con generación renovable eólica y solar por 458 MW y con contrato de interconexión otros 409 MW. **El enlace de transmisión Las Delicias – Querétaro es una de las principales columnas de la red eléctrica que conecta a los estados de San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro; además, alimenta al corredor industrial formado desde la ciudad de San Luis Potosí hasta la ciudad de Querétaro.** Otra consideración de importancia es que conecta hacia dos de los Centros de Carga más importantes del país, la región Bajío y el Valle de México, que son altamente importadoras de energía por el déficit de generación que tienen en los puntos operativos de mayor demanda. En la figura 3 se observa el diagrama geográfico de la zona de influencia.

De acuerdo con el pronóstico de la demanda de la zona San Luis de la Paz, a largo plazo se observa un crecimiento de carga que afecta principalmente la transformación de la SE San Luis

de la Paz II. Este efecto se debe a que está ubicada eléctricamente más cercana a las fuentes de generación. Durante el día, la energía de las Centrales Eléctricas fotovoltaicas conectadas en 115 kV ayuda a que no se tengan sobrecargas en la transformación 230/115 kV de la zona, pero a partir 2024, en los escenarios nocturnos de mayor demanda, se presentarían cargas del 100% en la transformación 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz II. Lo anterior en condición de red completa.

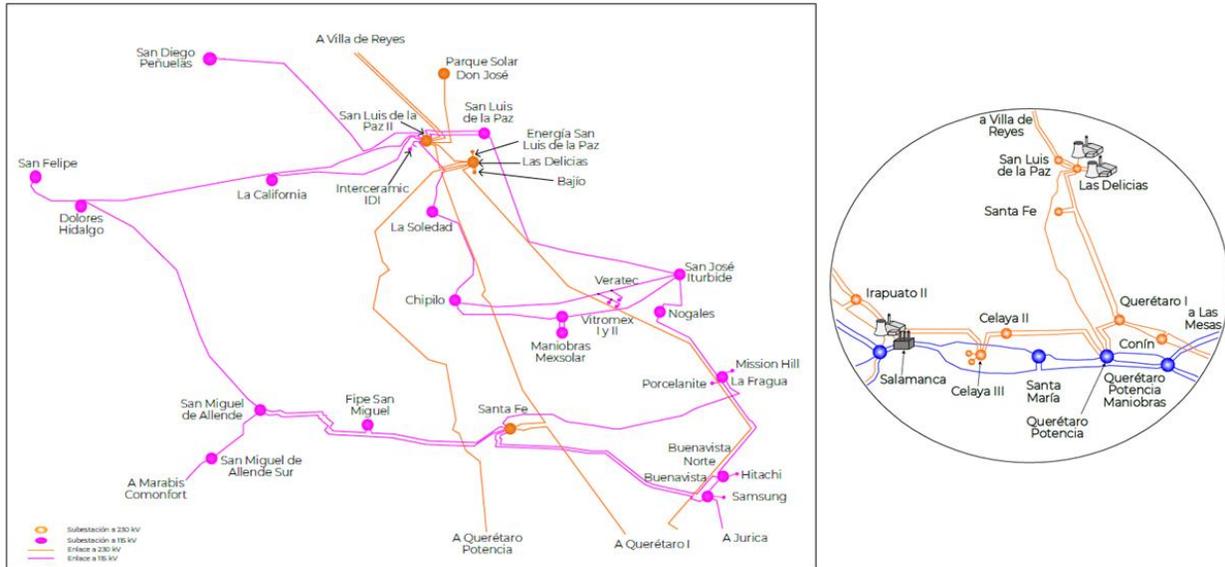


Figura 3. Red eléctrica de la zona San Luis de la Paz y su zona de influencia En las siguientes secciones se resume la información contenida en (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Adicionalmente, en el escenario de verano 2023 a las 23 horas, cuando se presenta la contingencia de la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias se tiene sobrecarga de los tres bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II, alcanzando un flujo de 114.4% de su capacidad nominal en el banco 1 y de 119.6% de su capacidad para los bancos 2 y 3, además de la sobrecarga de las líneas en 115 kV: San Luis de la Paz II – La Soledad y La Soledad – Chipilo. Esto se debe a que prácticamente el total de la carga de la zona San Luis de la Paz queda alimentado desde la SE Querétaro I en 115 kV y desde los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II.



Impactos económicos y de confiabilidad de proyectos de transmisión

Red de Transmisión en 400 kV de Tamazunchale-Jilotepec-Central (proyecto I19-CE1)

Ante la posibilidad de atraso en la entrada en operación del proyecto de interconexión entre las regiones Tamazunchale-Central, para los periodos de mayores demandas, se requeriría la operación de unidades de centrales térmicas convencionales y turbogás ubicadas en el sistema Central. Este tipo de unidades son de baja eficiencia y altos costos de operación, con relación a los recursos de generación de menor costo en el noreste del país. El diagrama unifilar de la figura 4, muestra en trazo punteado color amarillo las obras de este proyecto. El diferimiento de este proyecto ocasionaría congestión de la red de transmisión de Tamazunchale a Querétaro Potencia Maniobras, situación que imposibilitaría el aprovechamiento de los recursos de generación con menores costos de producción, del Norte Centro y Noreste del país. Las obras propuestas en este proyecto de transmisión también darán notables beneficios en el margen de estabilidad de voltaje del corredor de transmisión de León-Silao-Irapuato-Salamanca-Celaya-Querétaro-San Juan del Río, ya que se evitará la sobrecarga en la SE Querétaro Potencia Maniobras y reforzará la transmisión hacia Tula, en la región central. Es decir, el flujo de potencia entre el noreste y central se transmitirá sin tener que apoyarse en la capacidad de transformación de la subestación Querétaro Potencia Maniobras.

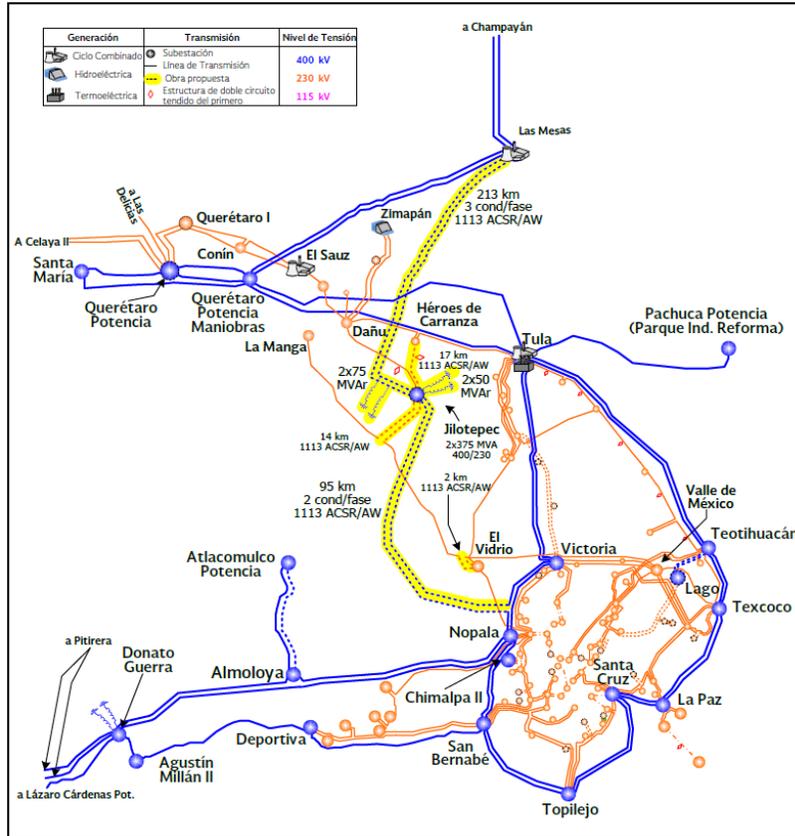


Figura 4. Red de transmisión en 400 kV de Tamazunchale – Jilotepec – Central. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).

En caso de no llevarse a cabo este proyecto en su fecha programada, a inicios de 2025, se tendrían sobrecostos en la operación del sistema eléctrico de: 15.3, 21.1 y 47 millones de USA \$ de 2018, en 2025, 2026 y 2027, respectivamente.

Tabla 13. Impacto económico por el diferimiento de la red Tamazunchale – Jilotepec – Central. Fuente (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2025	0.0	15.3	0.0	15.3
2026	0.4	20.7	0.0	21.1
2027	6.7	38.6	1.7	47.0
Total	7.1	74.6	1.7	83.4



Si bien, los sobrecostos por el posible diferimiento de este proyecto son moderados, éste tiene un gran impacto en el beneficio sobre la confiabilidad del suministro de energía eléctrica y estabilidad del Sistema por:

- Permitirá en el futuro suministrar la energía eléctrica a los desarrollos industriales, comerciales, residenciales de las zonas: Noroeste de la Ciudad de México, Tula, Jilotepec, San Juan del Río, Atlacomulco y Toluca.
- Se incrementará el margen de estabilidad de voltaje del Sistema en la red eléctrica de los estados de Guanajuato y Querétaro al evitar que el flujo de la energía eléctrica pase por la red de la región Querétaro para después transmitirse hacia Tula.
- Incrementará el límite de transmisión en la red eléctrica de Champayán-Tamazunchale-Central (Jilotepec) en el orden de 1,300 MW. Con la nueva capacidad de transmisión, el aprovechamiento de recursos de generación económicos y renovables del Norte Centro y Noreste del país, con un impacto benéfico en el costo de suministro de la energía eléctrica.

Diagnóstico CENASE

A continuación, se presenta un resumen del diagnóstico de la GCR Occidental enfocado a la región que comprende los estados de Querétaro, Guanajuato, Hidalgo y San Luis Potosí donde se presentan las problemáticas descritas en la sección precedente.

Tabla 14. Resumen del diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Occidental

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Para el día de demanda máxima de la Gerencia, 29 de mayo de 2018, se importaron 2,872 MW para una demanda total de 10,405 MW. Lo que equivale a que entre 26-28 % de la demanda de la Gerencia de Control es suministrada por los enlaces de interconexión con Gerencias de Control Regional vecinas. • Coincidentemente con la demanda máxima de la Gerencia de Control, se presentó baja reserva operativa de generación en el Sistema Interconectado Nacional. Por la redistribución de flujos de potencia entre sur y norte a través de la red del occidental se presentaron voltajes por debajo de 400 kV en la red del corredor de transmisión Potrerillos (León)-Salamanca-Querétaro, que, ante la ocurrencia de contingencia sencilla, se presentarían voltajes fuera de límites permisibles operativos. En la SE Carapan Potencia, el voltaje se degradó a 388 kV con red eléctrica completa, es decir sin contingencias. En este PAMRNT 2019- 2033, para atender esta problemática se propone compensación de potencia reactiva dinámica en la región del Bajío. • Durante 2018 han entrado en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas, para una capacidad total de 758.44 MW.
TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Ante contingencias sencillas, se tiene la necesidad de incrementar la



	<p>capacidad de LT's en los niveles de tensión de 69 a 230 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las LT's. El listado de las LT's con las necesidades de sustitución, se propusieron a la SENER en el PAMRNT2018-2032.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En la zona Querétaro, derivado del incremento en la demanda que ha tenido la zona, donde destacan las empresas Bombardier, Guardian México, Delphi México y el parque industrial Aerotech y por condiciones de bajos despachos en la generación de la Central Eléctrica El Sauz, en condición normal de operación se presentan flujos superiores a los límites operativos (118.0 %) en la LT Conín-73700-El Marqués. Ante la contingencia sencilla del disparo de la línea San Ildefonso-73200-Aeroespacial, se tiene sobrecarga en la LT Querétaro-72020-Campanario (109.6 %), así como, en la LT San Ildefonso- 73150-Marqués Oriente (108.0 %); ante disparo de Conín – Marqués, las problemáticas son debido a límites térmicos en barras y LT. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de las LTs: Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac. • Durante 2018, el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro, formado por tres LT's en 230 kV, operó 2,322 horas por arriba de su límite de transmisión de 585 MW, por equipo serie asociado en la red de 115 kV de la zona San Luis de la Paz. CFE-Transmisión tiene previsto el cambio de elementos serie en la LT Nogales -73160- San José Iturbide y la recalibración de la LT San José Iturbide -73070– San Luis de la Paz. En este PAMRNT 2019-2033 se propone red de transmisión, la mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y norte del estado de Querétaro.
TRANSFORMACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 se presentaron cargas superiores al 90 % en condiciones normales de operación en transformación: • En la SE Querétaro I, en los AT de 230/115 kV de 100 y 225 MVA se presentó durante 67 y 594 horas respectivamente. En 2017, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE para la sustitución del AT de 100 MVA por uno de 225 MVA, para abril de 2021. • Con el incremento de la carga en la zona Querétaro. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE- Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE para la ampliación de la capacidad de transformación en la SE Querétaro Potencia de 230/115 kV, 225 MVA para abril de 2022. • En la SE Irapuato II para mantener el flujo en la transformación 230/115 kV por debajo del 90% de su capacidad, se ha estado operando con la LT Salamanca -73130-Irapuato II en 115 kV cerrada, elemento de baja confiabilidad debido a la invasión de derecho de paso, antigüedad de 61 años, aislada en 69 kV y con alta probabilidad de falla. De acuerdo con los estudios de largo plazo, aun utilizando esta LT, la transformación de Irapuato II se saturará para el 2021. Para solucionar la problemática el CENACE le propuso a la SENER en el PAMRNT2016-2030, el traslado del banco sustituido de Querétaro I hacia la SE Irapuato II. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE del traslado del banco.



	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Silao Potencia, los dos AT 230/115 kV operaron con cargas mayores al 90 % durante 1,324 horas; una hora por arriba del 100 %. La problemática se solucionará con la entrada del tercer banco en esta misma SE para octubre de 2018, obra de la CFE como OPF en el paquete 2002A, que incluye además entronque de la LT Romita-73530- Silao I, tendido de los segundos circuitos entre Silao Potencia – Santa Fe II. • En la SE Santa Fe en la zona Querétaro, el banco 230/115 kV de 225 MVA durante 31 horas operó por arriba del 90 %. La red de 115 kV de la zona Querétaro – San Luis de la Paz tiene prevista la entrada en operación de varios proyectos de generación renovable (principalmente solar) que aliviará la carga del transformador de Santa Fe durante el día. • En la SE La Pila en la zona San Luis Potosí, el AT de 230/115 kV de 225 MVA durante 90 horas operó por arriba del 90 %. Para seguir atendiendo el crecimiento de carga en la zona San Luis Potosí, en el PAMRNT2018-2032 se propuso el traslado del AT 230/115 kV de la SE Salamanca II a la SE San Luis Potosí, el proyecto fue instruido por la SENER en julio de 2018 a CFE-Transmisión. Se tiene en estudio la ampliación de la capacidad de transformación en la zona de San Luis Potosí.
COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • En la red de 69 y 115 kV, ante contingencias sencillas se pueden presentar voltajes fuera de límites permisibles operativos. Se tienen obras de compensación reactiva capacitiva ya instruidas para las zonas Querétaro, San Luis de la Paz, Irapuato, Zacatecas, Zona Metropolitana de Guadalajara y León. Sin embargo, se mantendrán problemas de bajos voltajes en redes radiales de gran longitud en las zonas de Aguascalientes, Matehuala y Zacatecas, que requieren adición de red de transmisión en lugar de compensación. Se analizarán proyectos para atender la problemática.

Líneas de transmisión saturadas

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: 2 Líneas de Trasmisión (LT's) de 400 kV entre Tamazunchale – Querétaro. En la Figura 5.14 del PAMRNTyRGD 2019-2033 se indica también que la línea entre Las Delicias – Querétaro presenta esta problemática.

Energía no suministrada

Para esta región no se identificó en el PAMRNTyRGD 2019-2033 información acerca de energía no suministrada en alguna de la Líneas de Trasmisión de la Región.



Pronósticos regionales de consumo bruto y demanda máxima

Los pronósticos regionales del consumo bruto 2019 – 2033 y de demanda máxima integrada anual, en el Escenario de Planeación en la GCR occidental, así como las proyecciones de la generación y demanda en verano e invierno se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15. Pronósticos de consumos bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Occidental Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Unidades	GWh	GWh	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Año	Pronóstico regional del consumo bruto 2019 – 2033, Escenario de Planeación	Pronóstico regional de la demanda máxima integrada anual por GCR, Escenario de Planeación	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026	
2019	71,015	10,811									
2020	73,708	11,097									
2021	76,203	11,474	11,341	8,304	10,404	6,937	9,106	6,739	9,418	4,983	
2022	78,621	11,838	11,722	8,316	10,752	7,234	9,331	6,744	9,687	5,344	
2023	81,081	12,339	12,125	9,317	11,077	8,477	9,642	8,159	10,005	6,675	
2024	83,503	12,844	12,536	9,710	11,474	7,923	9,935	8,118	10,363	6,127	
2025	85,947	13,373	12,852	9,892	11,814	8,440	10,267	8,656	10,564	6,356	
2026	88,422	13,684	13,260	10,100	12,168	8,582	10,555	9,025	10,889	6,772	
2027	90,959	14,076									
2028	93,554	14,504									
2029	96,261	14,960									
2030	99,063	15,554									
2031	101,945	16,162									
2032	104,956	16,804									
2033	108,081	17,279									



Comportamiento operativo

Operación de la Transmisión en el verano a las 16:30 hs

Durante el análisis de los escenarios de demanda máxima, se han detectado regiones del país con problemática de saturación de transformación debido a la alta tasa de crecimiento sostenido y al retraso de los proyectos de transformación instruidos en los PRODESEN 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032.

La zona León tiene el proyecto P16-OC2 Potrerillos Banco 4, obra instruida en 2016. Para los escenarios de verano de 2021 y 2022, sin la entrada del proyecto, se presentarán sobrecargas en los bancos de transformación de las subestaciones eléctricas Potrerillos, León Uno y León Tres. Para el escenario de 2022 la sobrecarga se acentuará. Se debe tener en cuenta, que la región de León tiene 15 proyectos de transformación de alta a media tensión de CFE-Distribución con una capacidad a instalar de 400 MVA, así como tres Centros de Carga en estudio por 57 MW totales.

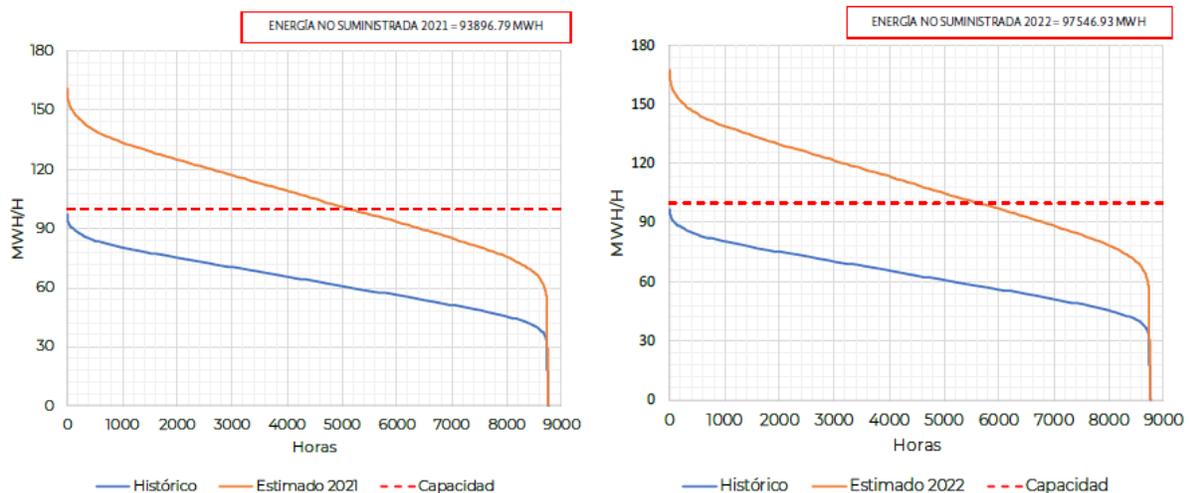


Figura 5. Curva de duración de carga en SE León Tres AT-01 230/115 kV 100 MVA. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Otra región que presentará sobrecarga en la transformación es Querétaro, se tiene el proyecto P15-OC1 Querétaro I Banco 1, instruido en 2017. En 2021, el banco de transformación AT-01 de 230/115 kV de 100 MVA de la SE presentará sobrecargas del 10-15 % en el verano y el AT-02 de 230/115 kV de 225 MVA en la misma SE, valores entre el 95- 105%. Para el escenario de 2022 la sobrecarga se acentuará. La región de Querétaro tiene 19 proyectos de transformación de alta a media tensión de CFE- Distribución con una capacidad a instalar de 400 MVA, así como cinco Centros de Carga Industriales para una demanda de 74 MW. **Se visualizan problemas de**



regulación de tensión en la región del Bajío del país debido al crecimiento sostenido y la convergencia de flujos de potencia activa por la red de Aguascalientes hasta Querétaro para los escenarios de verano.

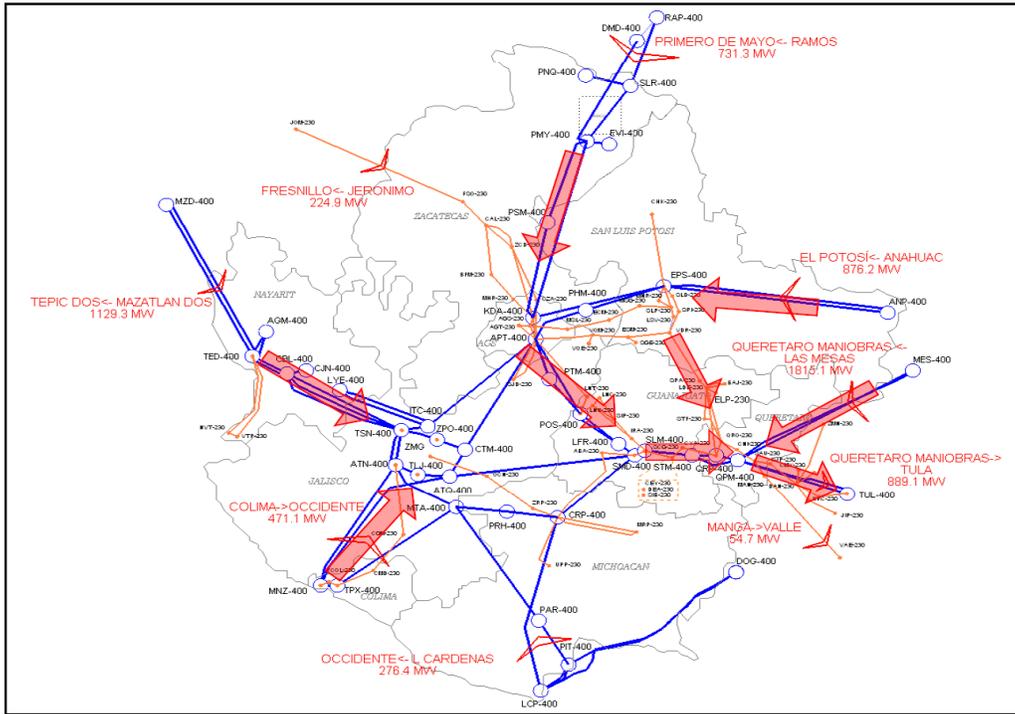


Figura 6. Convergencia de flujos de potencia a las regiones de Aguascalientes a Querétaro, Escenario de Planeación de 2022. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

La figura siguiente presenta la evolución de la caída de tensión de 2022 a 2025 para la condición de estado estable en la red troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, siendo la región del Bajío, León, Salamanca y Querétaro la que presenta mayor caída a lo largo del tiempo. La degradación de la tensión en la red troncal de 400 kV es un indicador de que la zona tiene una tendencia hacia problemas acentuados de estabilidad de voltaje, lo cual no permitirá la incorporación de nuevos proyectos de Centros de Carga en detrimento del crecimiento del país.

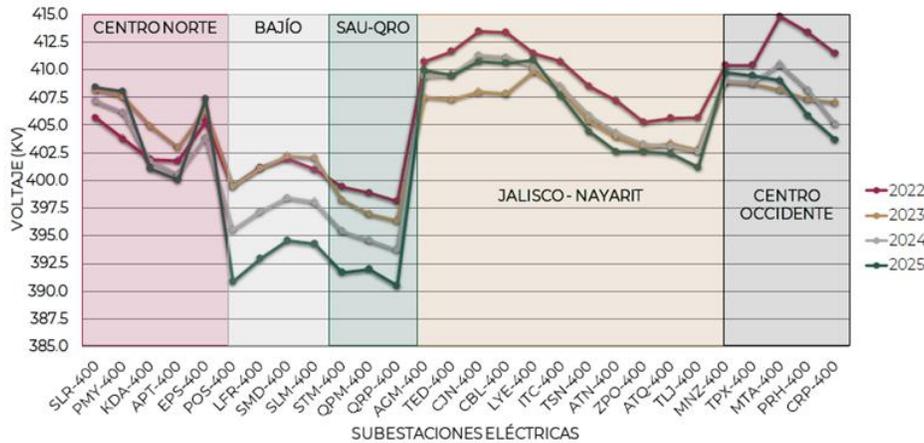


Figura 7. Perfil de tensión en red de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, Escenarios de Planeación 2022 – 2025. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs

Con la penetración de Centrales Eléctricas renovables y convencionales firmes e indicativas del PIIRCE en el norte y occidente del país y el crecimiento sostenido de la demanda en las regiones de León, Salamanca, San Luis Potosí y Querétaro en 2022-2026, el flujo Aguascalientes a León se encuentra entre 90-100% de la capacidad de transmisión. Con la entrada en operación de la línea de transmisión de doble circuito entre las regiones de San Luis de la Paz a Querétaro en 230 kV y el doble circuito de 400 kV Las Mesas – Jilotepec Potencia, se da margen de reserva de transmisión para requerimientos de reserva operativa de las unidades ubicadas de la Gerencia de Control Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, y se aumenta el límite de transmisión entre las regiones de San Luis y Querétaro.

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, en especial los corredores NORTE - SUR, se estarán saturando de manera cíclica cada periodo invernal al no haber nuevos proyectos de transmisión en el periodo 2019-2024. Por esta razón no se tendrán márgenes de reserva en la transmisión para integración de generación renovable y pobre flexibilidad operativa ante necesidades de mantenimientos de la red de transmisión y eventualidades de fallas. Con la incorporación de grandes bloques de Centrales Eléctricas de energía renovables en el norte de país y la caída de la demanda con respecto al verano en el periodo invernal, se puede presentar la problemática con la rampa de salida de la generación fotovoltaica y el cambio de sentido en los flujos en la red de transmisión. Lo anterior, requiere de elementos de control dinámicos en la red en los corredores de transmisión. Se observa como el corredor de transmisión entre las subestaciones eléctricas Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras para los escenarios de 2022 a 2024 opera entre el 95-100% de su límite operativo de transmisión. Con la entrada del proyecto propuesto de la línea de transmisión de dos circuitos en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Las Mesas – Jilotepec Potencia se reduce la transmisión en el corredor.



Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Perdidas

Nodos seleccionados

En la selección de los nodos a comparar se tomó en cuenta lo siguiente: Se encuentran en zonas de carga distintas y geográficamente cercanas; La zona de operación de transmisión puede ser la misma o contiguas; El nivel de tensión de los nodos es el mismo; El nodo de comparación sigue la dirección de la carga mayor; Hay posiblemente congestión en las líneas de transmisión; Se encuentran cercanos a centrales o proyectos de energías renovables.

Tabla 16. Nodos seleccionados. Elaboración propia con datos de (CENASE 2019a)

No. RT	Nombre RT	Clave	Nombre nodo	Nivel de tensión (kv)	Entidad Federativa	Municipio	Zona de carga
30	Querétaro	03ZMN-230	Zimapán	230	Hidalgo	Zimapán	Ixmiquilpan
30	Querétaro	03QRO-115	Querétaro	115	Querétaro	Querétaro	Querétaro
31	Central	01TUL-230	Tula	230	México	Jilotepec	Centro Oriente

Abreviaturas: RT: Región de Trasmisión

Nota: Para los nodos seleccionados en Zimapán y Querétaro la Gerencia Regional de Trasmisión (GRT) es Central y el Centro de Control Regional (CCR) es el Occidental, para el nodo de Tula es Central y centros respectivamente.

En la siguiente Figura se muestra a continuación la ubicación de los nodos en la GCR occidental. El Nodo Querétaro (I) se ubica al norte de la ciudad de Querétaro y el Nodo Playa Mujeres se ubica al norte de la ciudad de Cancún. La ubicación de los nodos seleccionados para identificar los picos (máximos) y valles (mínimos) en el sitio de estudio

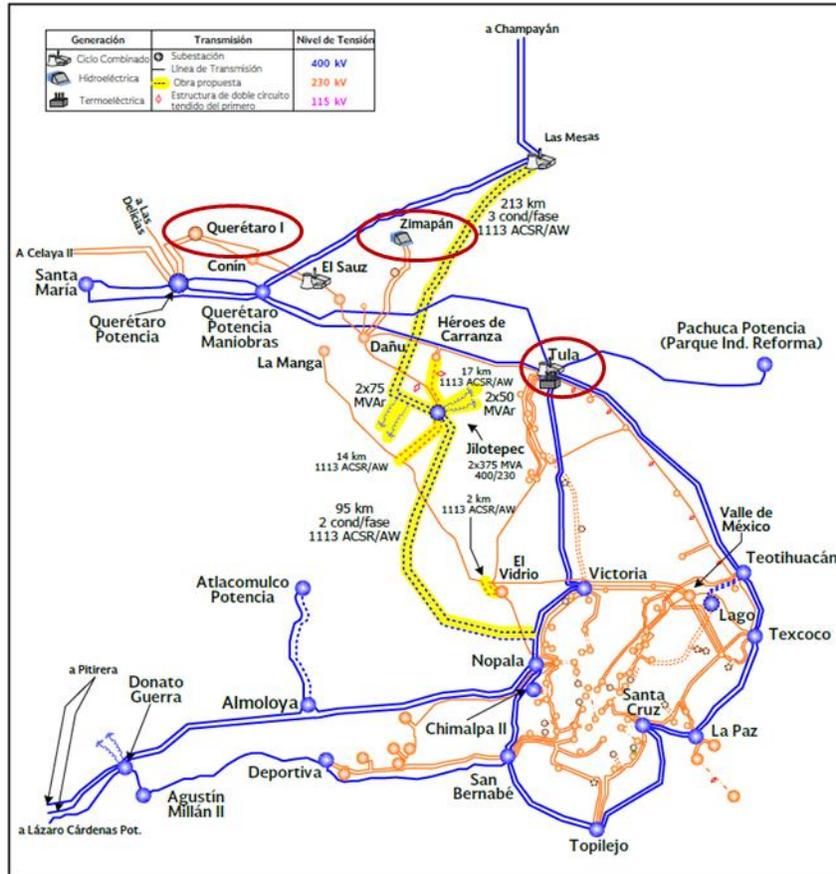


Figura 8. Ubicación del Nodo 03ZMN-230 (Zimapán), 03QRO-115 (Querétaro), 01TUL-230 (Tula). Fuente: (Cenase, 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Precios Marginales Locales (PML)

En las siguiente Figuras 9, 10 y 11 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para los PML en 2018 (CENASE, 2019b).

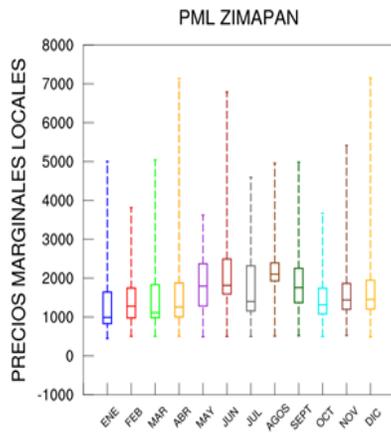


Figura 9. PML en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapan)

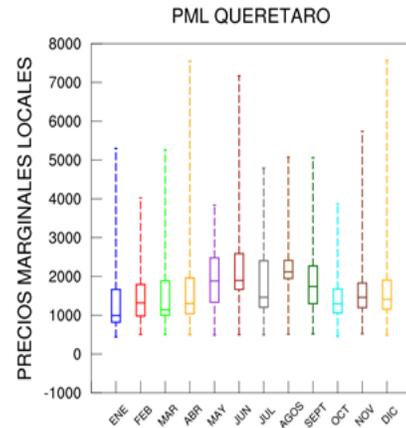


Figura 10. PML en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)

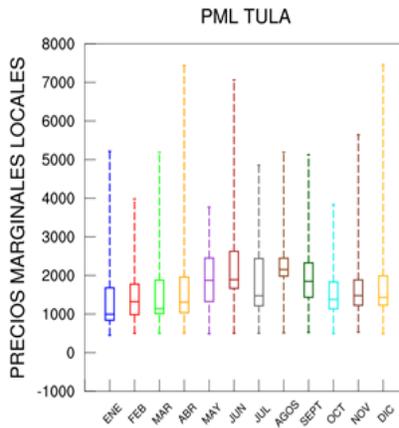


Figura 11. PML en el Nodo 01TUL-230 (Tula).

Precios del componente de Energía

En las siguientes Figuras 12, 13 y 14 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de energía en 2018 (CENASE, 2019b).

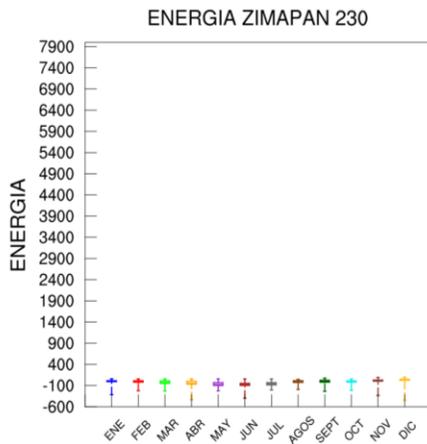


Figura 12. Costo del componente Energía en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán)

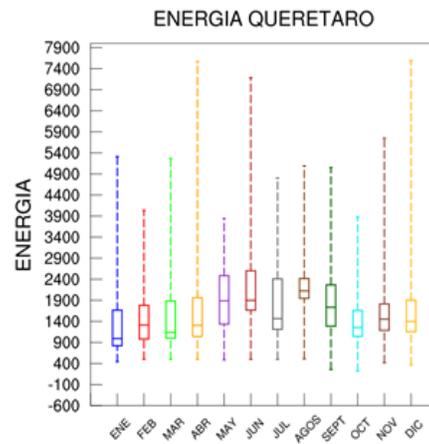


Figura 13. Costo del componente Energía en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)

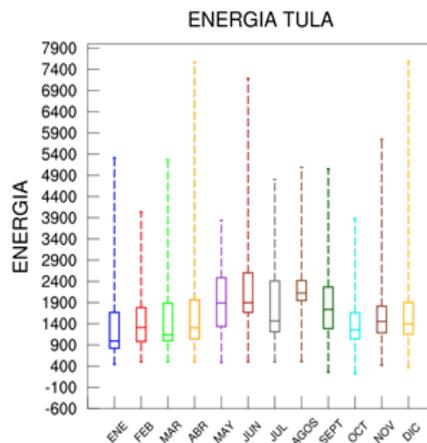


Figura 14. Costo del componente Energía en el Nodo 01TUL-230 (Tula).

Precios del componente de Perdidas

En las siguientes Figuras 15, 16 y 17 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de pérdidas en 2018 (CENASE, 2019b).

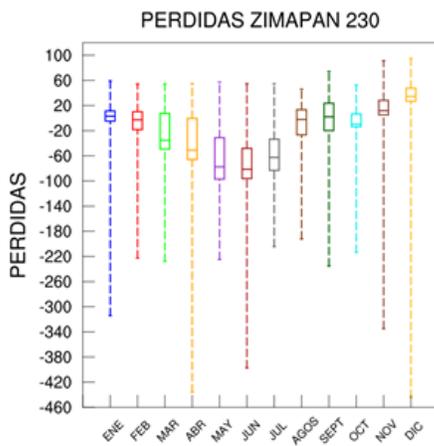


Figura 15. Costo del componente Energía en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán)

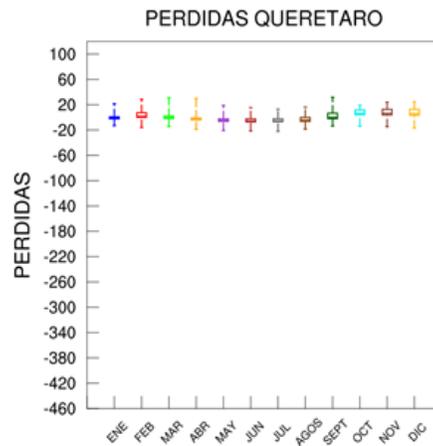


Figura 16. Costo del componente Energía en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)

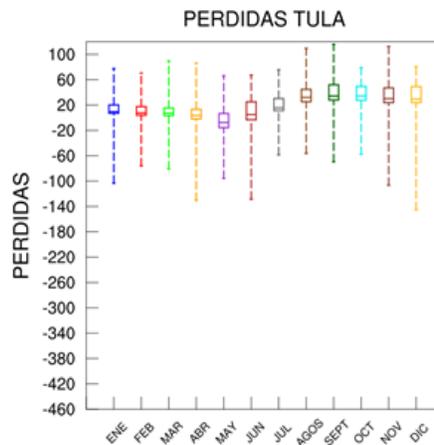


Figura 17. Costo del componente Energía en el Nodo 01TUL-230 (Tula).



Precios del componente de Congestión

En las siguientes Figuras 18, 19 y 20 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de congestión en 2018 (CENASE, 2019b).

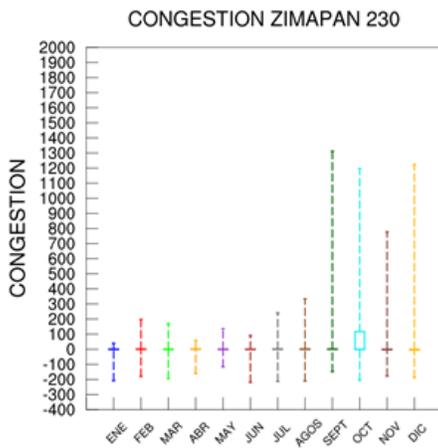


Figura 18. Costo del componente Energía en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapan)

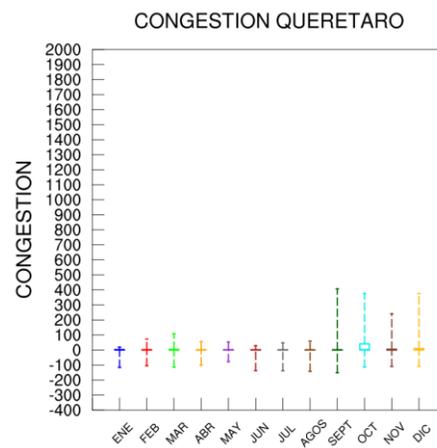


Figura 19. Costo del componente Energía en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro)

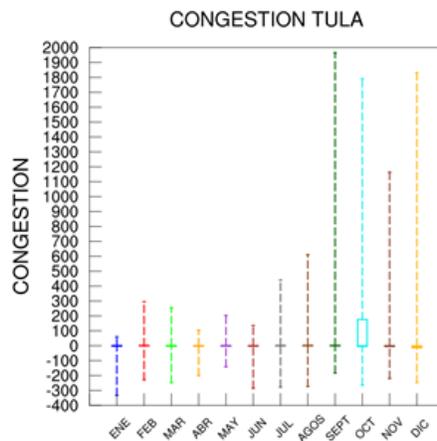


Figura 20. Costo del componente Energía en el Nodo 01TUL-230 (Tula).



Diferencias entre nodos

Los máximos, mínimos y las diferencias mensuales de precios de los nodos 03ZMN-230 (Zimapán), 03QRO-115 (Querétaro), 01TUL-230 (Tula), y entre nodos se muestra en las siguientes tablas. Las siguientes tablas se elaboraron con datos de (CENASE, 2019b).

Tabla 17. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán) en 2018.

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	447.1	2,759.9	442.7	3,010.3	-75.4	27.0	-219.1	26.4
Febrero	508.3	2,063.8	515.9	2,135.8	-96.4	32.5	-12.6	23.1
Marzo	487.6	2,582.6	483.6	2,709.9	-152.5	24.4	-160.2	41.7
Abril	506.6	4,737.9	498.0	4,977.1	-240.0	19.5	-116.8	17.2
Mayo	638.6	7,152.0	632.5	7,591.0	-444.2	11.5	-73.9	17.8
Junio	875.8	6,789.7	906.8	7,185.5	-397.3	10.9	-147.8	87.0
Julio	545.7	4,596.0	563.5	4,800.4	-204.4	3.0	-17.1	240.6
Agosto	607.9	4,954.7	597.7	5,088.8	-192.3	38.8	-30.0	333.7
Septiembre	547.9	4,983.2	258.0	5,052.8	-89.8	74.2	-7.3	1,312.5
Octubre	544.5	2,158.7	220.2	2,267.8	-47.6	50.3	-108.5	1,197.9
Noviembre	670.0	3,260.0	418.7	3,378.4	-47.7	91.2	-194.8	777.3
Diciembre	542.8	2,844.2	366.6	3,057.5	-36.1	94.8	-186.9	1,223.6

Tabla 18. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	440.2	2,897.6	442.7	3,010.3	-6.8	7.9	-116.3	19.5
Febrero	515.9	2,142.8	515.9	2,135.8	-3.1	15.9	-2.9	11.5
Marzo	485.9	2,707.1	483.6	2,709.9	-8.2	7.1	-114.9	108.7
Abril	497.8	4,966.7	498.0	4,977.1	-13.1	3.7	-78.2	8.6
Mayo	629.6	7,574.3	632.5	7,591.0	-18.9	5.4	-0.9	15.9
Junio	900.6	7,168.8	906.8	7,185.5	-19.4	4.5	-151.4	72.3
Julio	559.2	4,789.5	563.5	4,800.4	-22.0	6.3	-7.3	16.2
Agosto	595.1	5,076.0	597.7	5,088.8	-18.4	10.8	-10.2	23.9
Septiembre	511.0	5,056.7	258.0	5,052.8	-9.7	31.9	-1.8	406.9
Octubre	455.2	2,230.0	220.2	2,267.8	-1.8	19.2	-52.7	376.6
Noviembre	653.2	3,307.9	418.7	3,378.4	-5.0	30.9	-114.1	241.6
Diciembre	523.8	2,982.3	366.6	3,057.5	-2.2	24.7	-95.3	375.6



Tabla 19. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 01TUL-230 (Tula) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	449.6	2,758.8	442.7	3,010.3	-9.1	50.0	-333.1	38.7
Febrero	524.4	2,158.2	515.9	2,135.8	-21.3	27.9	-29.2	33.4
Marzo	485.4	2,669.7	483.6	2,709.9	-43.1	27.4	-188.3	65.1
Abril	507.1	4,893.8	498.0	4,977.1	-83.3	38.2	-141.3	26.8
Mayo	640.2	7,455.6	632.5	7,591.0	-145.3	24.1	-127.7	26.3
Junio	905.7	7,059.9	906.8	7,185.5	-128.5	59.1	-144.7	104.8
Julio	571.5	4,856.5	563.5	4,800.4	-19.7	68.6	-40.8	440.1
Agosto	612.9	5,188.0	597.7	5,088.8	-7.4	109.5	-102.2	610.7
Septiembre	449.6	2,758.8	442.7	3,010.3	-9.1	50.0	-333.1	38.7
Octubre	562.0	2,585.9	220.2	2,267.8	8.0	74.9	-209.0	1,790.5
Noviembre	664.8	3,264.4	418.7	3,378.4	2.9	112.5	-247.4	1,163.6
Diciembre	537.8	2,867.8	366.6	3,057.5	7.9	75.3	-247.0	1,831.3

Tabla 20. Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán) y el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	6.94	-137.64	0	0	-68.68	19.08	-102.85	6.84
Febrero	-7.58	-79.03	0	0	-93.26	16.55	-9.67	11.62
Marzo	1.67	-124.5	0	0	-144.3	17.36	-45.31	-66.93
Abril	8.75	-228.85	0	0	-226.94	15.77	-38.58	8.58
Mayo	8.92	-422.34	0	0	-425.26	6.06	-72.98	1.98
Junio	-24.79	-379.12	0	0	-377.94	6.4	3.59	14.68
Julio	-13.52	-193.49	0	0	-182.4	-3.22	-9.84	224.38
Agosto	12.84	-121.29	0	0	-173.86	28.09	-19.82	309.8
Septiembre	36.85	-73.47	0	0	-80.14	42.32	-5.55	905.58
Octubre	89.29	-71.37	0	0	-45.73	31.08	-55.88	821.36
Noviembre	16.86	-47.89	0	0	-42.71	60.35	-80.63	535.67
Diciembre	18.94	-138.12	0	0	-33.93	70.12	-91.64	848.01



Tabla 20. Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el Nodo 03ZMN-230 (Zimapán) y el Nodo 01TUL-230 (Tula) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	-2.5	1.1	0.0	0.0	-66.3	-23.0	114.0	-12.3
Febrero	-16.1	-94.4	0.0	0.0	-75.1	4.5	16.6	-10.3
Marzo	2.2	-87.1	0.0	0.0	-109.4	-3.0	28.1	-23.4
Abril	-0.5	-156.0	0.0	0.0	-156.7	-18.7	24.5	-9.6
Mayo	-1.7	-303.6	0.0	0.0	-298.9	-12.7	53.8	-8.5
Junio	-29.9	-270.2	0.0	0.0	-268.8	-48.3	-3.0	-17.8
Julio	-25.8	-260.5	0.0	0.0	-184.7	-65.6	23.7	-199.5
Agosto	-5.0	-233.4	0.0	0.0	-184.9	-70.6	72.2	-276.9
Septiembre	98.3	2,224.4	-184.8	2,042.6	-80.7	24.3	325.8	1,273.8
Octubre	-17.5	-427.3	0.0	0.0	-55.5	-24.6	100.4	-592.6
Noviembre	5.2	-4.4	0.0	0.0	-50.6	-21.3	52.6	-386.3
Diciembre	5.0	-23.6	0.0	0.0	-44.0	19.6	60.0	-607.7

Tabla 21. Diferencias de Máximos y Mínimos Mensuales entre el Nodo 03QRO-115 (Querétaro) y el Nodo 01TUL-230 (Tula) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	9.4	-138.7	0.0	0.0	-2.4	42.1	-216.9	19.2
Febrero	8.5	15.4	0.0	0.0	-18.2	12.0	-26.3	21.9
Marzo	-0.5	-37.4	0.0	0.0	-34.9	20.4	-73.5	-43.5
Abril	9.2	-72.9	0.0	0.0	-70.3	34.5	-63.1	18.2
Mayo	10.6	-118.7	0.0	0.0	-126.4	18.7	-126.8	10.4
Junio	5.1	-108.9	0.0	0.0	-109.2	54.7	6.6	32.5
Julio	12.3	67.0	0.0	0.0	2.3	62.4	-33.6	423.9
Agosto	17.9	112.1	0.0	0.0	11.0	98.7	-92.0	586.7
Septiembre	-61.4	-2,297.8	184.8	-2,042.6	0.6	18.0	-331.4	-368.2
Octubre	106.8	355.9	0.0	0.0	9.8	55.7	-156.3	1,413.9
Noviembre	11.7	-43.5	0.0	0.0	7.9	81.6	-133.2	922.0
Diciembre	14.0	-114.6	0.0	0.0	10.1	50.5	-151.7	1,455.7

Problemática en los reportes de CENASE

Se revisó el informe “Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017” (CRE, 2018b) y los reportes de las “Condiciones Operativas del SIN” para el año 2019 de CENASE (CENASE, 2019c). En estos informes se indican los disturbios ocurridos en la GCR Peninsular, a continuación, se presenta un extracto de dichos reportes.

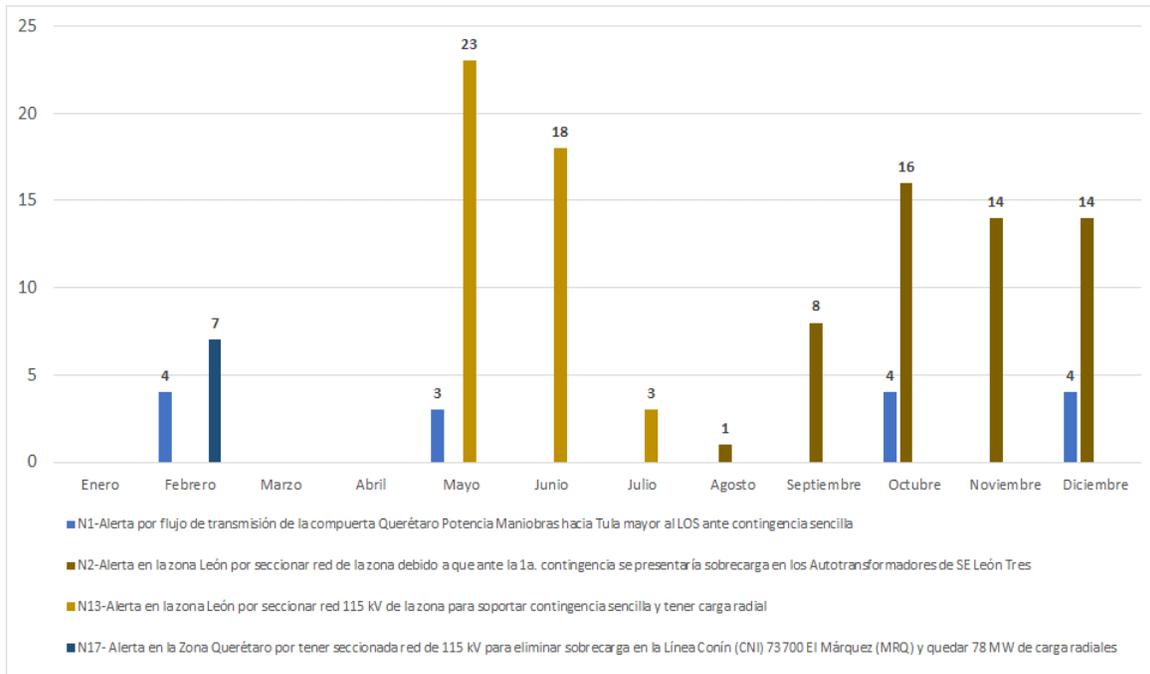


Figura 21. Principales estados de alerta reportados por CENASE (León y Querétaro) en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

Tabla 22. Estados de emergencia reportados por CENASE para la GCR Occidental en 2019. Fuente: (CENASE, 2019c)

Mes/Año	Problema/Condición operativa
21/12/2019	De las 11:49 a las 13:58 Hrs. la Gerencia de Control Regional Occidental del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia, en la Zona Centro-Norte por falla en la Línea de Transmisión de 115 kV El Potosí L73680 Moctezuma y tener afectación de carga.
01/10/2019	De 07:24 a 08:55 horas, la Gerencia de Control Regional Occidental del Sistema Interconectado Nacional se declara en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Bajío por salida de servicio del bus de 115 KV de Silao Potencia (SIP) y la línea de transmisión Silao (SIL) 73800 Los Sauces (LSA) y tener carga afectada.



Mes/Año	Problema/Condición operativa
28/09/2019	De las 21:53 horas del 27 de septiembre, a las 01:43 horas del 28 de septiembre de 2019, la Gerencia de Control Regional Occidental del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Fresnillo por salida de servicio de la Línea de Transmisión Bañón L-73610 Laguna Seca y tener carga afectada
11/06/2019	De las 11:11 Hrs. a las 12:08 Hrs. La Gerencia de Control Regional Occidental del Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Querétaro por falla en la Línea de Transmisión de 115 kV El Marquez (MRQ) 73700 Conin (CNI) y tener afectación de carga manual para controlar sobrecarga en la Línea El Marquez Ote (MQO) 73150 San Ildefonso.

Resumen de las problemáticas identificadas

1. **Integración previsible de ERV.** En la GCR Occidental se tiene previsto un significativo aumento de capacidad de ERV para los próximos años de entre 24 a 29%. Asimismo, se tiene considerado que se requerirá aumentará significativamente la capacidad de Ciclo Combinado.
2. **Alto consumo de gas y combustóleo.** Al 2017 los Ciclos Combinados (CC) y las Termoeléctricas Convencionales a Vapor (TV) representaban aproximadamente el 79% de la generación regional. Los combustibles más consumidos en la región son el Gas Natural, el Combustóleo, el Gas Residual y el Bagazo de caña.
3. **Crecimiento importante del consumo en la región del Bajío.** La región Bajío del país está compuesta por estados con un importante crecimiento a nivel industrial, comercial y por tanto residencial, como son las entidades de Guanajuato y Querétaro. Se presentan una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de carga a cinco años de 5.56% para la zona Querétaro, 3.86% en la zona Irapuato y 5.11% para la zona León. También habrá importantes crecimientos de la demanda en Salamanca, Celaya, San Luis de la Paz y San Juan de Río. León, Irapuato y Querétaro son zonas de carga altamente importadoras de energía, debido al déficit de generación que tienen en algunos puntos operativos. La energía se importa desde las Gerencias de Control Noroeste, Norte y Noreste
4. **Perfiles de voltaje fuera de límites operativos.** La alta demanda, principalmente de las zonas León, Irapuato y Querétaro, en combinación con el traslado de energía eléctrica desde Centrales Eléctricas remotas, propician un bajo perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV. Ante la pérdida de elementos de control de voltaje, como autotransformadores 400/230 kV, se tendrían voltajes fuera de límites permisibles operativos. Posiblemente se vean afectados por voltajes fuera de límite por ejemplo en las zonas de Querétaro, León, Silao. Ante estas contingencias se tendría que aumentar la aportación de reactivos de las unidades de la zona para mejorar el perfil de voltaje.



5. **Limitación de la transmisión por bajos perfiles de voltaje.** La condición de bajo perfil de voltaje en la zona Bajío dificulta la operación del sistema eléctrico, al limitar la transmisión de energía por el corredor de transmisión León – Salamanca. Esto se debe a que ante altos flujos de energía eléctrica en ciertos corredores de transmisión que alimentan a la zona, decremента la magnitud de voltaje de esta. Esta problemática reduciría la capacidad de transporte de energía eléctrica por medio de la red de 400 y 230 kV desde las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí hacia la región Bajío y al Centro del País (Valle de México).
6. **El decremento de voltaje en las líneas de transmisión lleva a reducción de la capacidad de transmisión.** Por ejemplo, el continuo decremento del voltaje en 400 kV de la SE Querétaro Potencia producirá una disminución en el límite de transmisión Querétaro - Santa María, que está conformado por tres líneas de transmisión de 400 kV.
7. **Gran demanda de importación de energía eléctrica de la GCR Noreste a través del corredor de transmisión Las Mesas (Tamazunchale) – Querétaro Potencia Maniobras en combinación con bajos perfiles de voltaje reducen capacidad de transmisión.** De acuerdo con los escenarios de planeación, se espera que la GCROC esté importando flujos de potencia de alrededor 1,800 MW a partir de 2024. Con la red prevista para 2025 y debido a las problemáticas de voltaje mencionadas anteriormente, no se podría permitir un flujo mayor al orden de 1,711 MW por las dos líneas de transmisión en 400 kV entre la SE Las Mesas y la SE Querétaro Potencia Maniobras, ya que ante contingencia sencilla de uno de dichos circuitos estaría en condiciones de voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad del Sistema.
8. **En caso de una falta de Gas Natural o una salida no programada de alguna central eléctrica se tendría que utilizar el total de reserva de potencia reactiva de aquellas unidades que estén en funcionamiento, reduciendo la Confiabilidad del suministro.** Estas modificaciones en los despachos de generación propiciarían bajos voltajes en la red de la región Bajío. La Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC) se declaró en Estado Operativo de Alerta (EOA) en la zona Guanajuato y Querétaro por no contar con recursos suficientes de potencia reactiva capacitiva para la regulación de tensión.
9. **La demanda eléctrica de las zonas urbanas es cubierta principalmente por combustibles fósiles con altos costos.** Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) y áreas conurbadas es cubierta a través de importación del SIN que emplean combustibles fósiles, aproximadamente 3,230 MW a través de las CE Tula (CC) y Valle de México (CC), 714 MW Turbogas y 2778 MW con Carbón (Petacalco), solo 1,520 MW provienen de centrales hidroeléctricas. Los altos costos, así como el crecimiento demográfico esperado en las zonas urbanas harán que se tenga que importar aún más energía eléctrica de otras regiones del SIN por ejemplo la GCR Oriental.



10. **Saturación de la red de transmisión bajo condición de alto despacho de Zimapán y salida de las centrales PV.** En la condición de alto despacho de la Central Hidroeléctrica Zimapán, y la entrada de operación de un proyecto de una Central Eléctrica Fotovoltaica y ante la eventual pérdida o salida de una línea de transmisión, el excedente de generación ocasiona un incremento de flujo de potencia eléctrica, lo que provoca la saturación de la red de transmisión de 115 kV del corredor de transmisión Nochistongo – Jilotepec – Atlacomulco.
11. **Sobrecarga de líneas de transmisión entre San Luis de la Paz y Querétaro.** Se pronostica un crecimiento de la demanda en la zona de San Luis de la Paz, aunado a lo anterior, en los escenarios nocturnos, la salida de las centrales fotoeléctricas se podrá causar cargas mayores al 100% en la transformación 230/115 kV. En el caso de que se presentará una contingencia en la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias se tendría sobrecarga de los tres bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II. Esto se debe a que prácticamente el total de la carga de la zona San Luis de la Paz queda alimentado desde la SE Querétaro I en 115 kV y desde los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II.
12. **Requerimientos de ampliación de la red de transmisión en Las Delicias – Querétaro.** El crecimiento pronosticado de la demanda, aunado al crecimiento de las ERV en la región alrededor de la línea transmisión Las Delicias – Querétaro que conecta a los estados de San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro; y que, además, alimenta al corredor industrial formado desde la ciudad de San Luis Potosí hasta la ciudad de Querétaro.
13. **Congestión en la red en caso de diferirse los proyectos de ampliación de la red de transmisión.** La falta de la ampliación pudiera elevar los costos de operación y reduciría el margen de estabilidad de voltaje del Sistema.

Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE

Las tablas y figuras siguientes muestran los requerimientos de SAE estimados para servicios conexos en el estudio “A study of frequency and voltage enhancement by energy storage systems and ancillary services sizing in Mexico” (Ramírez, 2020).

Tabla 23. Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Occidental).

Región	Desviación de la frecuencia < 0.04 (MW)	Desviación de la frecuencia < 0.05 (MW)
Occidental	2.53	2.46

Tabla 24. Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Occidental)

Área de Control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
Occidental	0.06	0.16	0.32

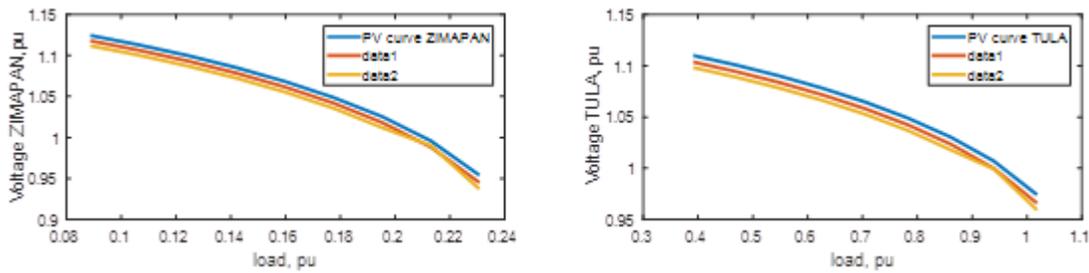


Figura 22. Curvas PV para dos nodos en la región de control Occidental.

Tabla 25. Grado de compensación reactiva (MVar) en la región de control Occidental.

Western, Zimapán	MVar
TULA 230	877
LAS MESAS 400	703
SANTA MARIA 400	710
POTRERILLOS 400	560
QRO POTENCIA 230	543
SAN LUIS DE LA PAZ 230	405
LEON I 230	329
LEON III 230	300
SILAO POTENCIA 230	294
SAN JUAN POTENCIA 230	254
SANTA FE 230	243
LEON IV 230	239
GENERAL MOTORS 230	223



Western, Zimapán	MVAr
ZIMAPÁN 230	128
JILOTEPEC POTENCIA 115	96
NOCHISTONGO 115	82

Tabla 26. Estimación de la reducción porcentual de las emisiones asumiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento, considerando 1,700 MW de reserva en el SIN.

Región	Carbón			Turbina de vapor		Ciclo combinado		Ciclo sencillo	
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO ₂	NO _x	CO ₂	NO _x	CO ₂	NO _x
Occidental	0.034	0.052	0.037	0.861	0.918	0.373	0.660	0.890	0.976

Table 27. Estimación de la reducción de emisiones y generación en el área de control.

Región	Estimación de la reducción (Tons)	Carbón	Turbina de vapor	Ciclo combinado	Ciclo sencillo
Occidental	en SO _x emisiones	698.9	-	-	-
	en CO ₂ emisiones	254,078	19,485	356,234	-
	en NO _x emisiones	210.9	15.8	383.2	-
	en generación por tecnología (MWh)	268,249	28,126	981,710	-



Referencias

CENASE (2019a) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Catálogo de Nodos de precios. Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2019 12 17. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>

CENASE (2019b) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Precios Marginales Locales MDA. Precios Marginales Locales y de los Precios de Nodos Distribuidos. Retrieved from: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

CENASE (2019c) Sistema de Información de Mercado (SIM). Área pública. Reportes del Estado Operativo del SEN en 2019. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NotasOperativas.aspx>

CRE (2018a) y CFE, (2018), Comunicación escrita con información consultada confidencial por INECC a la Comisión Reguladora de Energía y a la Comisión Federal de Electricidad, INECC, 2019. No publicada.

CRE (2018b) Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 – 2017", https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte_de_confiabilidad_de_Electricidad.pdf

SENER (2019) Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. PAMRNtyRGD 2019 – 2033, SENER, 2019. Retrieved from:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf>

SENER (2019) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. PRODESEN 2019 – 2033, SENER, 2019. Retrieved from:

<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf>

SENER (2018) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031. PRODESEN 2017 – 2031, SENER, 2018. Retrieved from:

<https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

SENER (2017) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030. PRODESEN 2016 – 2030, SENER, 2017. Retrieved from:

<https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2016/PRODESEN-2016-2030.pdf>

<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

SEMARNAT (2019). Datos del Sistema de Seguimiento de Tramites de SEMARNAT, Sistema público. Consultado en de octubre de 2019 a marzo 2020. Datos de Manifestaciones de Impacto Ambiental 2013 - 2019, proyectos de energías renovables. Retrieved from:

<https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/consultatramite/inicio.php>



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency

SIE (2019). Consulta en el Sistema de Información Energética, SENER, consulta realizada, marzo 2020. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>