

# **4. Potencial de tecnologías de almacenamiento de energía en México**

## **Apéndice 4.4, Noreste: Saltillo-Monterrey**

**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>





# Noreste (Saltillo – Monterrey)

## Contenido

Noreste (Saltillo – Monterrey).....	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 Peninsular.....	15
Generación regional .....	16
Consumo de combustibles por región de control.....	18
Capacidad de Transmisión regional.....	18
Proyectos de ampliación y modernización de la RNT.....	20
P19-NE2 Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) .....	21
P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – Salero.....	26
P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2 .....	31
Proyectos 2018 .....	32
P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2 .....	33
P17-NE2 Las Mesas Banco 1 .....	33
P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste .....	33
P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar.....	34
I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey .....	34



Diagnóstico CENACE .....	35
Líneas de transmisión saturadas.....	37
Energía no suministrada .....	37
Proyección del consumo bruto y de demanda máxima integrada .....	37
Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs.....	39
Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Pérdidas.....	39
Nodos seleccionados.....	39
Precios Marginales Locales (PML) .....	41
Precios del componente de Energía.....	41
Precios del componente de Perdidas .....	42
Precios del componente de Congestión.....	42
Diferencias entre nodos .....	43
Problemática en los reportes de CENACE.....	45
Resumen de las problemáticas identificadas .....	47
Requerimientos de servicios conexos y de capacidad de SAE .....	49
Referencias .....	52



## Tablas

- Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Noreste
- 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 Noreste. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)
- Tabla 3.** Capacidad Instalada en la Gerencia de Control Regional Noreste. Fuente: PRODESEN 2019-2033, PRODESEN 2018-2032
- Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Noreste. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)
- Tabla 5.** Datos de proyectos identificados a partir de información pública de las MIAs aprobadas. 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 Noreste. Fuente: Elaboración propia con datos del SIE 2019. Fuente: (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 región de control Noreste 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 para la GCR Noreste. Fuente: (PRODESEN, 2017), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)
- Tabla 11.** Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la GCR Noreste. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 12.** Nivel de riesgo debido a violación del nivel de corto circuito. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 13.** Total de interruptores cuya capacidad de interrupción se encuentra sobrepasada por el nivel de cortocircuito. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 14.** Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 15.** Energía no suministrada en 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 16.** Pronósticos de consumo bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Noreste. Fuente elaboración propia con datos de (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Tabla 17.** Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENACE 2019a).
- Tabla 18.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 06ESC-115 (Escobedo) en 2018.
- Tabla 19.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 06SAL-115 (Saltillo) en 2018
- Tabla 20.** Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 06ESC-115 (Escobedo) y 06SAL-115 (Saltillo)



- Tabla 21.** Impacto en el servicio de suministro debido a disturbio meteorológico en la región Noreste. Fuente: (CRE, 2018b)
- Tabla 22.** Estados de alerta más frecuentes en la GCR Noreste. Fuente: (CRE, 2018b)
- Tabla 23.** Emergencias registradas en la región Noreste en 2019
- Tabla 24.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Noreste).
- Tabla 25.** Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Noreste)
- Tabla 26.** Grado de compensación reactiva (MVAR) en región de control Noreste.
- Tabla 27.** 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 28.** Estimación de la reducción de emisiones y generación en el área de control.

## Figuras

- Figura 1.** Ubicación de regiones de interés para los estudios de caso.
- Figura 2.** Red eléctrica Principal de la zona metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 3.** Porcentaje de carga por transformador en la red de 115 kV de la ZMM (Demanda máxima de 2018). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 4.** Comparativa de cortocircuito esperado para la ZMM (Sin proyecto vs Con proyecto). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 5.** Perfil de tensión en la Zona Metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 6.** Red eléctrica de la zona Saltillo. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 7.** Curva de duración de carga del enlace Saltillo – Aguascalientes. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 8.** Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (sin Proyecto). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 9.** Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 1). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 10.** Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 2). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 11.** Red eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).
- Figura 12.** Ubicación de los Nodos seleccionados 06ESC-115 y 06SAL-115. Fuente: (Cenace 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)
- Figura 13.** PML en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)
- Figura 14.** PML en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)
- Figura 15.** Costo del componente de Energía en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)
- Figura 16.** Costo del componente de Energía en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)



- Figura 17.** Costo del componente de Pérdidas en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)
- Figura 18.** Costo del componente de Pérdidas en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)
- Figura 19.** Costo del componente de Congestión en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)
- Figura 20.** Costo del componente de Congestión en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)
- Figura 21.** Incidencia más frecuente en región Noreste.
- Figura 22.** Curva PV para un nodo en la región de control Noreste



**MEDIO AMBIENTE**  
SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



**INECC**  
INSTITUTO NACIONAL  
DE ECOLOGÍA Y  
CAMBIO CLIMÁTICO

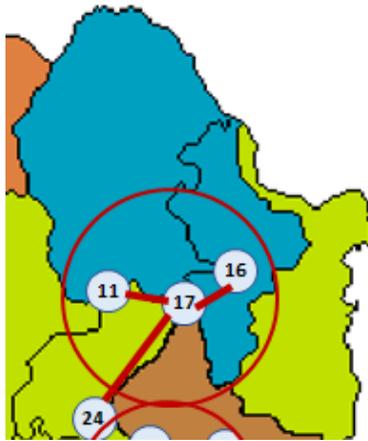


Danish Energy  
Agency



## Ubicación del sitio

El sitio de estudio abarca, de acuerdo con la clasificación de las regiones de trasmisión del SEN la Gerencia de Control Regional (GCR) Noreste que abarca los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila.



**Tabla 1.** Gerencia de Control Regional (GCR) Noreste

No.	Región de Trasmisión (RT)
11	Laguna
16	Monterrey
17	Saltillo
24	Aguascalientes

**Figura 1.** Ubicación de regiones de interés para los estudios de caso.

El sitio de interés se ubica en el corredor que va de la Trasmisión de Saltillo (RT = 17) a la Región de Trasmisión Monterrey (RT=16) y las RT que le rodean: 11 y 24. En particular entre los Nodos 06ESC-115 (Escobedo) y 06SAL-115 (Saltillo).

## Consumo y demanda

En la tabla 2 se presentan los datos de Consumo Bruto<sup>1</sup> y Demanda Máxima Integrada<sup>2</sup> 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.

<sup>1</sup> 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)—.

<sup>2</sup> 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.



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.) 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 Noreste. Fuente: (PRODESEN 2019-2033)

Parámetro	Valor	Unidades
<b>Consumo Bruto (CB)</b>		
CB Nacional en el SEN	318,236	GWh
Incremento del CB Nacional de respecto al CB Nacional en 2017.	2.7	%
CB regional. GCR Noreste	56,430	GWh
Porcentaje del CB regional respecto del Nacional	17.7	%
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5) plazo. GCR Noreste	3.0	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Noreste	2.9	%
<b>Demanda Máxima Integrada (DMI)</b>		
DMI Nacional en el SIN	45,167	MWh/h
Incremento de la DMI respecto de la DMI en 2017	4.3	%
DMI regional. GCR Noreste	9,202	MWh/h
Porcentaje de la DMI regional respecto de la DMI Nacional	20.3	%
Demanda máxima integrada coincidente en el SIN. GCR Noreste	9,043	MWh/h
Demanda máxima integrada coincidente en el SEN. GCR Noreste	9,064	MWh/h
TMCA: Predicción del consumo a mediano (n+5). GCR Noreste	3.1	%
TMCA: Predicción del consumo a largo (n+14) plazo. GCR Noreste	3.0	%

## Capacidad Instalada

La capacidad instalada para la Gerencia de Control Regional (GCR) Noreste por tipo de permiso se muestra en la siguiente Tabla 2.



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

GCR	Año	CFE	PIE <sup>2/</sup>	AU <sup>2/</sup>	COG <sup>2/</sup>	PP <sup>2/</sup>	GEN <sup>2/</sup>	TOTAL
Noreste	2017	4,809	6,601	3,131	772	0	662	15,975
	2018	4,800	6,113	3,341	593	0	1,617	16,463

**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) Noreste está constituida por centrales de Ciclo Combinado (CC), centrales de Turbo gas (TG), centrales Carboeléctricas (CAR), centrales que utilizan Turbinas de Vapor (TV), centrales de Combustión Interna (CI) y centrales de energía importada (IMP).

**Tabla 4.** Participación porcentual por tecnología en la capacidad Instalada en la GCR Noreste. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018)

Generador	Año	Tipo de planta	Participación porcentual
CFE, PIE y otros generadores	2016	CC	49.77%
		TG	4.00%
		CAR	17.35%
		TV	21.26%
		CI	1.06%
		IMP	3.72%
		HIDRO	0.65%
		EO	2.19%
		TOTAL	100.00%
	2017	CC	49.25%
		TG	3.96%
		CAR	16.67%
		TV	19.55%
		CI	1.28%
		IMP	3.57%
HIDRO	0.63%		
EO	4.97%		



Generador	Año	Tipo de planta	Participación porcentual
		PV	0.13%
		TOTAL	100.00%

## Capacidad instalada Energías Limpias

En el periodo de 2016 a 2017 la capacidad instalada de energías renovables variables (ERV) en la GCR Noreste, fue incrementándose, así en el año 2016 era de 2.19% de EO; en 2017 de 4.97% de EO y con la nueva participación de energía PV con 0.13%. (CRE y CFE, 2018).

## Capacidad identificada en proyectos que cuentan con MIA's

Para identificar la posible expansión de las Energías Renovables Variables (ERV) Eólica y Solar en la GCR Noreste se revisó el Sistema de Consulta de los Trámites de SEMARNAT (información pública) respecto de las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIAs) sometidas a consideración de la Dirección General de Evaluación de Impacto Ambiental (DGEIA) de SEMARNAT. El resultado de esta revisión se presenta de forma resumida para la GCR Noreste en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Datos de proyectos identificados a partir de información pública de las MIAs aprobadas. Fuente: Elaboración propia con datos del SCT de SEMARNAT (SEMARNAT, 2019)

Región	Noreste	Noreste
Tecnología	EO	PV
No. de proyectos	36	25
Capacidad instalada (MW) total	<b>6,833</b>	<b>4,318</b>
Generación teórica (GWh) total	<b>16,798</b>	<b>12,488</b>
Superficie total proyectos (ha)	5,946	12,116
Intensidad de uso de suelo (Ha/MW), Mediana	0.75	2.50
Núm. Aerogeneradores	2,223	
Núm. Paneles		14,567,037
Costo por MW (USD), Mediana	\$1,361,702	\$981,742
Costo por GWh (USD), Mediana	\$395,498	\$331,858

**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 Peninsular

De acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Red nacional de Transmisión y las Redes generales de Distribución publicado en 2019 (PAMRNTyRGD, 2019-2033) se tiene considerada 35 centrales eléctricas de las cuales 24 pertenecen a ERV con una capacidad de 3,726.20 MW de 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 PIE1	CC	PIE	857.2	ene-19
2	Central Eléctrica COG1	COGEF	COG	1	ene-19
3	Central Eléctrica GEN10	CAR	GEN	128.8	feb-19
4	Central Eléctrica GEN11	EO	GEN	49.5	feb-19
5	Central Eléctrica GEN17	CI	GEN	7.9	mar-19
6	Central Eléctrica GEN18	CI	GEN	4.9	mar-19
7	Central Eléctrica GEN19	COGEF	GEN	22.7	mar-19
8	Central Eléctrica COG2	COGEF	COG	350	abr-19
9	Central Eléctrica GEN34	EO	GEN	250	jun-19
10	Central Eléctrica GEN35	EO	GEN	99	jun-19
11	Central Eléctrica GEN38	EO	GEN	99	jun-19
12	Central Eléctrica GEN39	COGEF	GEN	1	jun-19
13	Central Eléctrica AUT8	FV	AUT	2	jun-19
14	Central Eléctrica GEN59	EO	GEN	431	sep-19
15	Central Eléctrica GEN60	CC	GEN	949.8	sep-19
16	Central Eléctrica GEN61	EO	GEN	300	sep-19
17	Central Eléctrica AUT21	EO	AUT	118	dic-19
18	Central Eléctrica AUT22	EO	AUT	200	dic-19
19	Central Eléctrica AUT23	EO	AUT	117	dic-19
20	Central Eléctrica AUT24	EO	AUT	42	dic-19
21	Central Eléctrica PP9	FV	PP	30	dic-19
22	Central Eléctrica AUT25	FV	AUT	50	dic-19
23	Central Eléctrica GEN79	EO	GEN	95.7	mar-20
24	Central Eléctrica GEN85	FV	GEN	100	jun-20
25	Central Eléctrica GEN86	EO	GEN	99	jun-20
26	Central Eléctrica GEN87	EO	GEN	150	jun-20
27	Central Eléctrica GEN88	EO	GEN	300	jun-20



Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
28	Central Eléctrica GEN89	EO	GEN	198	jun-20
29	Central Eléctrica GEN90	TG	GEN	550	jun-20
30	Central Eléctrica GEN104	EO	GEN	269	dic-20
31	Central Eléctrica GEN105	EO	GEN	138	dic-20
32	Central Eléctrica AUT41	EO	AUT	168	mar-21
33	Central Eléctrica GEN113	CC	GEN	500	may-21
34	Central Eléctrica GEN115	EO	GEN	250	jun-21
35	Central Eléctrica GEN124	EO	AUT	171	jun-20
<b>Total</b>				<b>7,099.50</b>	

**Abreviaturas:** CC: Ciclo combinado; COGEF: Cogeneración Eficiente; CAR: Carboeléctrica; EO: Eólica; CI: Combustión Interna; FV: Fotovoltaica; TG: Turbogás; PIE: Productor Independiente de Energía; COG: Permiso como Cogenerado Eficiente; GEN: Permiso como Generador al amparo de la LIE; AUT: Permiso como Autoabastecedor de Energía; PP: Permiso como Pequeño Productor de Energía.

Considerando que la capacidad instalada en 2018 era de 16,463 MW (PRODESEN 2019-2033) y que los proyectos con criterios de firmeza (PIIRCE, 2019) representan una capacidad de 3,726.2 MW de ERV al final del periodo en 2024

La ampliación de la capacidad de generación con ERV representaría un aumento de 22.63% a 2024 respecto del total de 2018.

Si se considera la capacidad identificada de ERV en las MIA's de 11,151 MW entonces se tendría un incremento de aproximadamente 67.73% en su participación respecto del total de 2018, esto sin considerar la participación en 2017 de EL de 5.73%.

## Generación regional

La generación regional se obtuvo de los datos registrados en el SIE para las 3 entidades federativas que conforman la GCR Noreste.

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

Gerencia de Control regional	Estado	Generación bruta total anual (GWh)		
		2015	2016	2017
Noreste	Tamaulipas	34,553.21	33,026.14	31,081.96
	Nuevo León	9,599.52	8,960.86	7,450.39
	Coahuila	19,185.57	18,262.40	14,427.54



Gerencia de Control regional	Estado	Generación bruta total anual (GWh)		
		2015	2016	2017
	Total	65,353	62,265	54,977

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	TV	1.76%	13.24%	4.80%
		CC	92.77%	2.17%	66.89%
		TG	4.02%	2.06%	3.73%
		CAR	0.00%	0.00%	23.59%
		HIDRO	0.00%	0.00%	0.08%
		CI	0.49%	4.25%	0.30%
		EO	0.42%	0.00%	0.27%
		IMP	0.54%	0.00%	0.34%
		<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>2.35%</b>	<b>100.00%</b>
2016		CAR	18.59%	7.65%	17.90%
	CC	64.56%	2.41%	65.69%	
	CC-EXP	0.24%	0.00%	0.25%	
	CI	0.31%	3.51%	0.31%	
	EO	1.26%	0.28%	1.31%	
	IMP	0.86%	0.00%	0.89%	
	TG	2.10%	1.24%	2.17%	
	TV	11.99%	8.92%	11.39%	
	HIDRO	0.09%	3.47%	0.09%	
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>4.09%</b>	<b>100.00%</b>		
2017	CAR	15.42%	7.53%	14.97%	
	CC	55.66%	2.50%	56.97%	
	CI	0.38%	2.66%	0.39%	
	EO	3.09%	0.29%	3.24%	
	PV	0.01%	0.00%	0.01%	
	IMP	4.77%	0.00%	5.01%	
	TG	1.70%	1.90%	1.75%	
	TV	18.70%	11.46%	17.38%	
	HIDRO	0.27%	1.54%	0.28%	
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>4.75%</b>	<b>100.00%</b>		



## Consumo de combustibles por región de control

**Tabla 9.** Consumo de combustibles fósiles para la región de control Noreste por tipo de tecnología, por tipo de combustible y por año. Fuente: Elaboración propia con datos de (CRE y CFE, 2018).

Año	Generador	Gas natural (m <sup>3</sup> )	Combustóleo (m <sup>3</sup> )	Diesel (m <sup>3</sup> )	Bagazo de caña (ton)	Gas l.p. (m <sup>3</sup> )
2015	CFE, PIE y Otros	11,573,934,080	286,188	103,184	363,665	0.83
2016		12,345,005,247	420,058	1,354,531	1,045,202	0.00
2017		12,868,601,270	1,106,837	75,528	361,717	0.00

Año	Generador	Biogás (m <sup>3</sup> )	Gas de Alto Horno (m <sup>3</sup> )	Gas Coque (m <sup>3</sup> )	Aserrín (ton)	Carbón (ton)	Gas Residual (m <sup>3</sup> )
2015	CFE, PIE y Otros	60,106,399	0.00	0.00	232	9,655	134,848,423
2016		59,741,799	1,354,123,510	27,810,517	11,413	5,332,345	230,128,220
2017		64,983,442	1,004,663,327	9,476,388	11,413	7,099,673	297,478,764

## Capacidad de Transmisión regional

La capacidad de transmisión entre las regiones de transmisión 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 para la GCR Noreste. Fuente: (PRODESEN, 2017), (PRODESEN, 2018), (PRODESEN, 2019)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)		400 / 230	400	400	400
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400			
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230			
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230			
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)		138	100	100	140
Reynosa	Falcón	83630	138			
Reynosa	Falcón	83070/83030	138			
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)		400 / 230 / 138	1,400	1,400	1,400



Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400			
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400			
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230			
Matamoros	Río Bravo	83660	138			
Matamoros	Río Bravo	83060	138			
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)		400 / 230	2,100	2,100	2,100
Carbón II	Lampazos	A3830	400			
Carbón II	Lampazos	A3840	400			
Carbón II	Frontera	A3440	400			
Río Escondido	Frontera	A3430	400			
Nueva Rosita	Monclova	93020	230			
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)		400 / 230	1,810	1,900	2,060
Aeropuerto	Ternium Maniobras	A3D80	400			
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400			
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400			
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230			
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)		400	1,700	1,700	1,700
Champayán	Güémez	A3170/A3120	400			
Champayán	Güémez	A3250	400			
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)		400	1,500	1,500	1,500
Güémez	Lajas	A3140	400			
Güémez	Lajas	A3D90	400			
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,260	1,260	1,290
Primero de Mayo	Cañada	A3J70	400			
Primero de Mayo	Cañada	A3K30	400			
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)		400 / 230	1,450	1,600	1,875
Tamós	Poza Rica II	A3790	400			
Tamós	Poza Rica II	A3490	400			
Tampico	Pantepec	93150/93160	230			
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		400	1,500	1,500	1,500
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400			



Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	2016	2017	2018
				Capacidad (MW)		
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400			
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)		400	1,750	1,750	1,780
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400			
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400			
HUASTECA (19)	VALLES (18)		400	1,050	1,050	1,050
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400			
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400			
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400			
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)		400	1,200	1,200	1,200
Champayán	Las Mesas	A3G80	400			
Champayán	Las Mesas	A3G90	400			
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)		400 / 230	1,450	1,500	1,500
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400			
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400			
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230			
Villa de García	Cedros	93100/93110	230			
			<b>TOTAL</b>	<b>18,670</b>	<b>18,960</b>	<b>19,495</b>

## Proyectos de ampliación y modernización de la RNT

En el PAMRNTyRGD 2018-2032 se propusieron 5 proyectos: Nueva Rosita Banco 2, Las Mesas Banco 1, Traslado de Reactores en el Noreste, Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR y Red de transmisión Reynosa - Monterrey. Estos proyectos fueron retomados en el PAMRNTyRGD 2019-2033 como proyectos instruidos por SENER. En el PAMRNTyRGD 2019-2033 se propusieron 3 proyectos de ampliación de la red de transmisión para la GCR Noreste.

**Tabla 11.** Proyectos considerados en el PAMRNT 2019-2033 para la GCR Noreste. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

No. Proy.	Nombre	Clave	FFEO	GCR	Zona que atiende	Estado	EP en el que se identifica
5	Reducción en el nivel	P19-NE2	abr-21	Noreste	Monterrey	Nuevo	2019



No. Proy.	Nombre	Clave	FFEO	GCR	Zona que atiende	Estado	EP en el que se identifica
	de cortocircuito de la red eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey					León	
8	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia-Salero	P18-NE2	abr-19	Noreste	Saltillo	Coahuila	2018
9	San Jerónimo Potencia Banco 2	P18-NE2	abr-23	Noreste	Monterrey	Nuevo León	2018

**Notas:** FFEO: Fecha Factible de Entrada en Operación; EP: Ejercicio de planeación; GCR: Gerencia de Control Regional.

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

## **P19-NE2 Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM)**

La Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRTNE) a través de sus cinco Zonas de Transmisión ubicadas en los estados de Nuevo León, Coahuila y parte de Tamaulipas, tiene bajo su responsabilidad operativa 46 subestaciones eléctricas, las cuales funcionan con voltajes de 400, 230, 138, y 115 kV. Estas instalaciones albergan 1,467 interruptores, bancos de transformación y equipo afín con una potencia total de 26,746 MVA, 5,254 cuchillas, 7,350 transformadores de instrumento y más de 6,000 kilómetros de líneas de transmisión.

Dentro del ámbito de operación de la GRTNE se encuentra la red eléctrica de 115 kV de la Zona de Metropolitana de Monterrey (ZMM) (Figura 2), la cual abarca gran parte de la extensión territorial del estado de Nuevo León, representa el mayor centro de consumo de energía eléctrica del Norte del país y es una de las regiones de mayor densidad de carga eléctrica de todo el sistema eléctrico nacional.

En 2018 la ZMM registró una demanda máxima de 4,828.5 MW. En la Figura 3 se muestra la cargabilidad que tenían los bancos de transformación 400/115 kV y 230/115 kV que alimentan la zona en ese punto de operación. Se observa que dos bancos de la SE Huinalá (HUI T-08 y HUI T-09) no tienen carga, esto se debió a que fue necesario sacarlos de servicio por estrategia operativa, para disminuir el nivel de cortocircuito en la SE Huinalá. En total, para atender la demanda de la ZMM, se tienen instalados 5,025 MVA de transformación 400/115 kV, 800 MVA de transformación 230/115 kV y 1,105 MW de Centrales Eléctricas instaladas en la red de 115 kV.

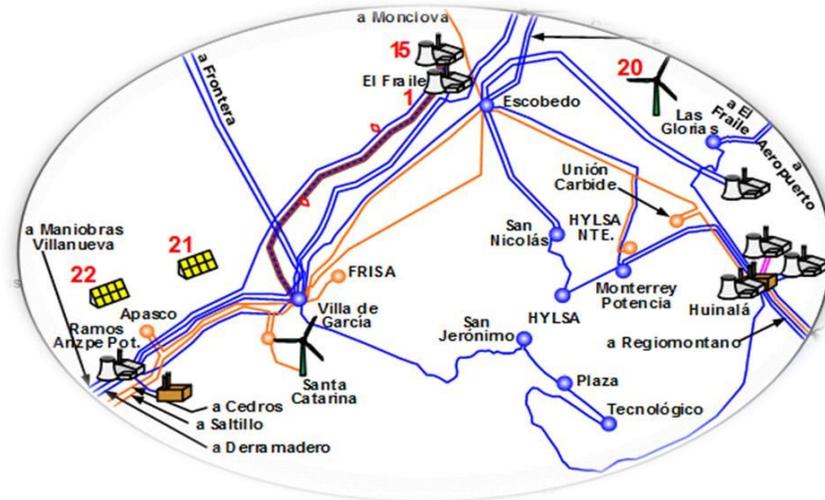


Figura 2. Red eléctrica Principal de la zona metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

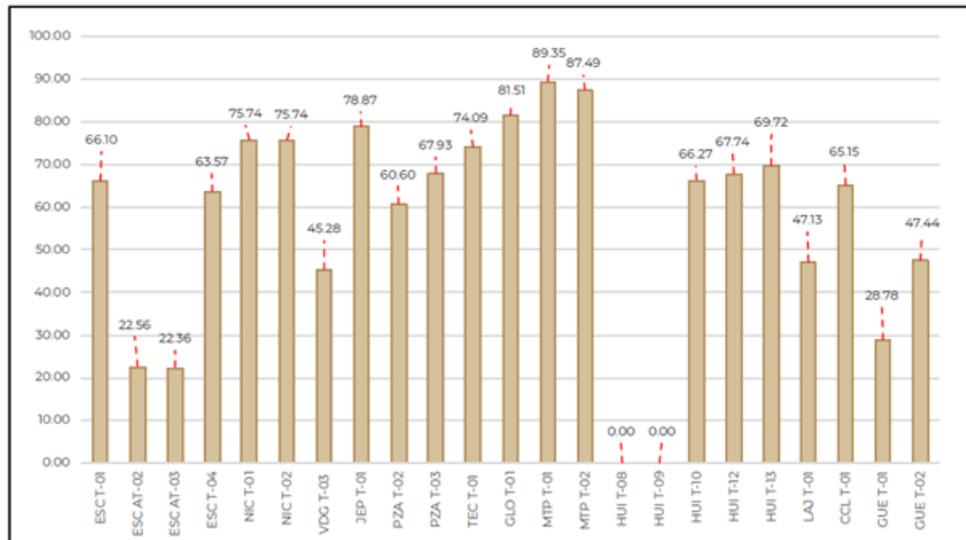


Figura 3. Porcentaje de carga por transformador en la red de 115 kV de la ZMM (Demanda máxima de 2018). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

El nivel de cortocircuito de un gran número de subestaciones eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos. El nivel de cortocircuito por encima de la capacidad de diseño de los equipos de las SE, compromete el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que pueden ocasionar daño permanente en los equipos y afectaciones a la transferencia de energía, interrupciones en el suministro de energía a industrias, comercios y usuarios residenciales. En



La siguiente tabla se identifican los principales riesgos en los que se incurre cuando se opera un sistema con niveles de cortocircuito superiores a la capacidad de diseño de los equipos eléctricos primarios.

**Tabla 12.** Nivel de riesgo debido a violación del nivel de corto circuito. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Afectación en:	Problemática	Nivel de Riesgo
Equipo de interrupción, personal de mantenimiento, equipos aledaños	No es capaz de soportar la corriente de falla y podría explotar o incendiarse.	Alto
Equipo de interrupción, equipos aledaños	Las altas corrientes de falla en el punto de falla ocasionan deterioro de aislamiento y degradación de la vida útil de los equipos.	Medio
Protecciones, Sistema Eléctrico	La falta de capacidad de los interruptores para liberar una falla podría hacer operar incorrectamente los esquemas de protección y derivar en una serie eventos en cascada.	Alto

La siguiente tabla muestra el detalle de los niveles de cortocircuito (trifásico y monofásico), la SE que presenta problemática de cortocircuito y el número de interruptores cuya capacidad estaría por debajo del nivel calculado para 2021. La cifra de todos estos elementos asciende a 185 (todos en el nivel de 115 kV).

**Tabla 13.** Total de interruptores cuya capacidad de interrupción se encuentra sobrepasada por el nivel de cortocircuito. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Subestación Eléctrica	Capacidad Interruptiva de la subestación eléctrica (kA)	Nivel de cortocircuito Trifásico (kA) /1	Nivel de cortocircuito Monofásico (kA) /1	Número de Interruptores
Escobedo	63	63.03	62.53	17
Escobedo II	63	63.03	62.53	
San Nicolás /2	40	69.65	64.03	20
San Nicolás B /2	40	69.99	64.50	
Monterrey Potencia /2	50	63.18	57.06	18
Monterrey Potencia B /2	50	61.00	55.53	
Villa de García	31	30.52	34.19	1
Jerónimo Potencia /2	40	49.59	41.97	17
Jerónimo Potencia B /2	40	49.63	42.65	
Plaza /2	40	51.78	39.26	11
Tecnológico /2	50	49.01	44.08	20
Huinalá	40	60.79	69.24	18



Subestación Eléctrica	Capacidad Interruptiva de la subestación eléctrica (kA)	Nivel de cortocircuito Trifásico (kA) /1	Nivel de cortocircuito Monofásico (kA) /1	Número de Interruptores
Huinalá B	40	60.79	69.24	
Nogalar	40	44.94	31.16	7
Domingo	40	44.68	31.35	10
Félix U. Gómez	31.5	36.68	24.72	3
Fundidora	31.5	33.45	22.95	1
Loma Larga	25	26.62	13.10	3
Nueva Escobedo	31.5	33.16	23.80	4
Rio	25	34.89	23.77	2
Tampiquito	25	35.08	21.56	2
Valle	31.5	38.09	25.25	5
Valle Oriente	40	48.60	36.40	4
Monterrey	40	59.32	52.82	6
La Fe	40	45.94	30.94	3
Pemex	63	63.09	48.65	13
<b>Total de interruptores</b>				<b>185</b>

**Notas:** 1/ Niveles de cortocircuito calculados para 2021; 2/ Subestación encapsulada (SF6)

En la figura 4 se muestra una comparación entre el máximo nivel de cortocircuito que se obtiene con proyecto comparada con el de la red sin proyecto. La línea negra continua representa la capacidad interruptiva actual de cada SE, mientras que la línea punteada representa la capacidad interruptiva que se incrementa por la sustitución de interruptores que forman parte del proyecto de seccionamiento. Con esto se observa que la propuesta es una medida eficiente para darle a la red eléctrica de la ZMM la seguridad y confiabilidad que se requiere en la operación, al mitigar el nivel de cortocircuito.

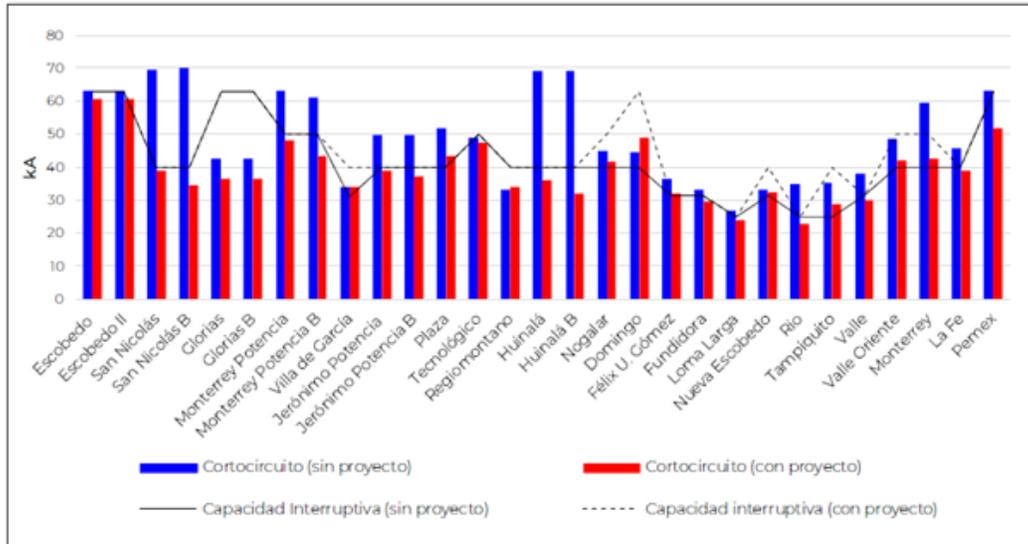


Figura 4. Comparativa de cortocircuito esperado para la ZMM (Sin proyecto vs Con proyecto). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Haciendo la misma comparativa de cargabilidad de transformadores, pero relacionado a los perfiles de voltaje, en la figura siguiente se muestran las tensiones de algunas SE de la ZMM ante la demanda máxima coincidente de zona. También, se observa que en la mayoría de los casos el perfil de tensión presenta una mejora en la red propuesta con respecto a el perfil de la red sin proyecto, apreciándose un mejor comportamiento de regulación de voltaje con el proyecto identificado.

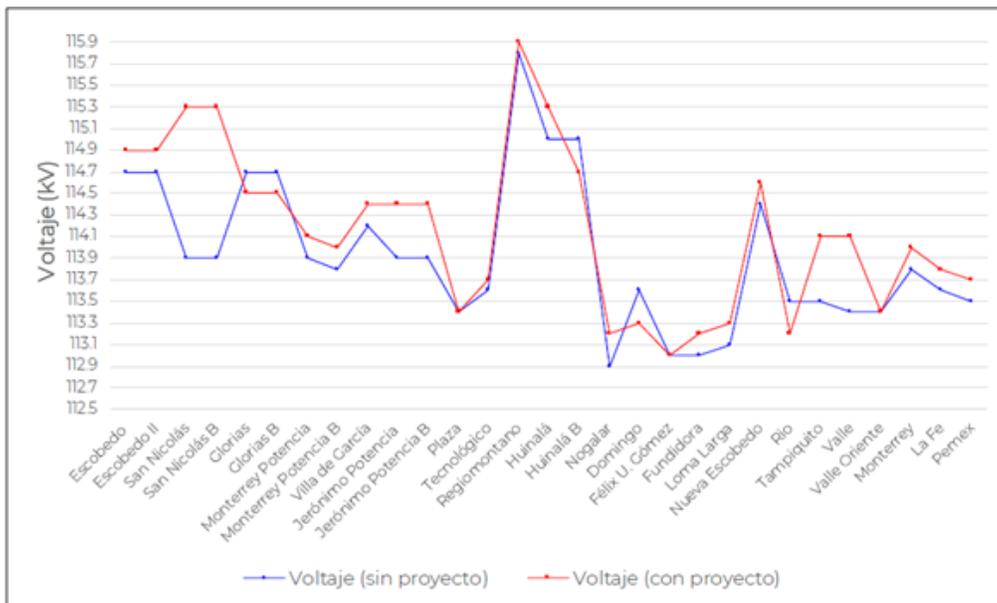


Figura 5. Perfil de tensión en la Zona Metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).



## **P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia – Salero**

La ciudad de Saltillo es considerada como una de las zonas más industrializadas del país, especialmente dentro del ramo automotriz, lo cual ha generado un gran impulso en la economía de la zona. Al sur de esta ciudad se concentran varios parques industriales, entre ellos el Derramadero, el cual en poco tiempo ha tenido un crecimiento considerable.

Debido a la proyección de gran crecimiento industrial en la zona Derramadero, surge la necesidad de brindar mayor confiabilidad a la red. Esto se logró a través de la entrada en operación de la SE Derramadero, la cual se conecta mediante el entronque de la línea en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe Potencia y Primero de Mayo, cuenta con 375 MVA de capacidad y relación de transformación 400/115 kV y cuenta con 6 líneas de transmisión en 115 kV, que en conjunto con las SE Saltillo, Cedros y Ramos Arizpe Potencia conforman la red anillada de Saltillo (Figura 6).

El límite de transmisión entre la SE Ramos Arizpe Potencia hacia Derramadero y Primero de Mayo es de 1,350 MW, definido por el disparo de la línea Ramos Arizpe Potencia – Derramadero. Ante esta condición se sobrecargan los bancos de transformación 230/115 kV de la SE Saltillo; así como en el banco de transformación 400/115 kV de Ramos Arizpe Potencia, dado que el flujo de potencia activa que se transmite desde Saltillo a Aguascalientes, al perder la línea antes mencionada, se distribuye por los bancos de transformación de Saltillo (230/115 kV), Cedros (230/115 kV); así como por el de Ramos Arizpe Potencia (400/115 kV), y fluyen a través de la red de 115 kV (red anillada en paralelo con las trayectoria Ramos Arizpe Potencia - Derramadero en 400 kV) hacia la SE Derramadero, continua su traslado por el transformador 400/115 kV que tiene instalado y regresa a la trayectoria de 400 kV que conecta con Primero de Mayo.

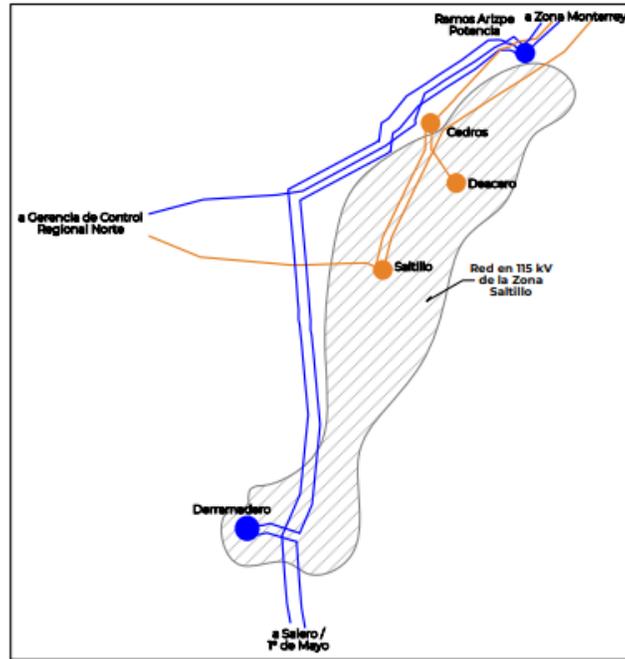


Figura 6. Red eléctrica de la zona Saltillo. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Actualmente, para evitar la sobrecarga de los bancos de la SE Saltillo; así como el de Ramos Arizpe Potencia, que es el que más se sobrecarga ante la pérdida de la línea de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Derramadero, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial (EAR) que manda una señal de desconexión del banco de Derramadero, dejando aislada la carga y la red eléctrica de 115 kV de la zona Saltillo. En la Figura 7 se muestra la curva de duración de carga del enlace en cuestión, donde se observa el número de horas en que se han presentado valores de flujo de potencia por encima del límite antes mencionado.

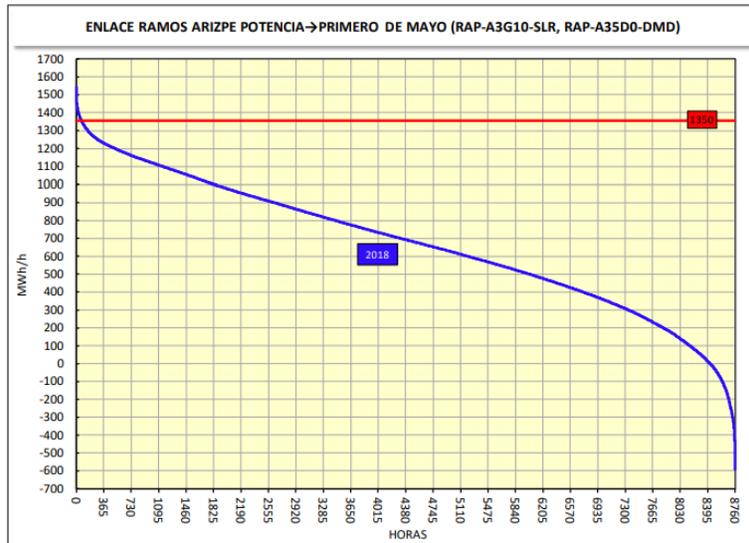
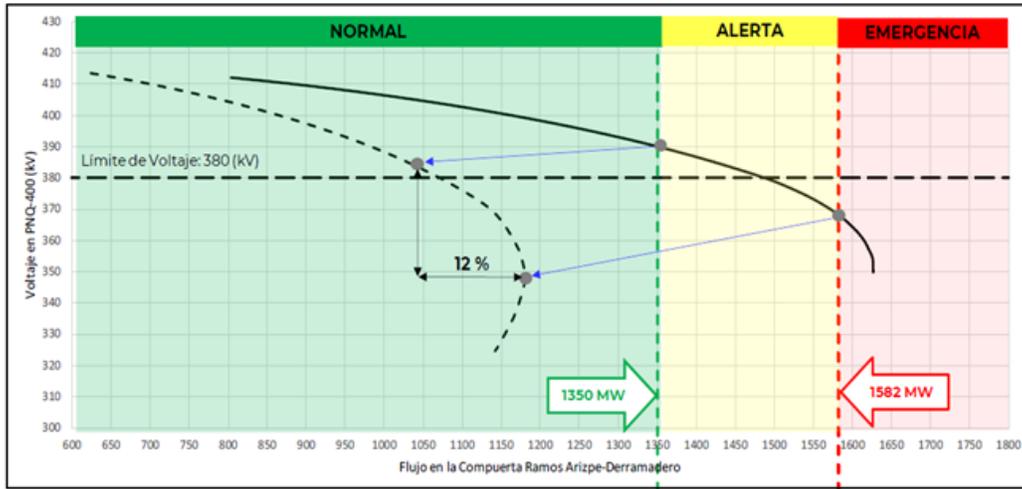


Figura 7. Curva de duración de carga del enlace Saltillo – Aguascalientes. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

En la figura siguiente se muestra la curva P-V que se utilizó para determinar el límite de transferencia de potencia activa por estabilidad de voltaje entre las regiones Saltillo y Aguascalientes, que se compone de las líneas de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Salero y Ramos Arizpe Potencia - Derramadero. En la curva se observa que la caída de tensión más severa se presenta en la SE Peñasquito (en 400 kV), donde se conecta a la compañía minera Peñasquito y cuya demanda contratada es de 220 MW. Se aprecia también que el comportamiento del voltaje en este nodo se ve afectado (disminuido) por el incremento del flujo en la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo y, ante contingencia de la línea de transmisión Ramos Arizpe Potencia – Derramadero, la caída de tensión es de aproximadamente 5 kV.



**Figura 8.** Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (sin Proyecto). Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

De la gráfica anterior también se puede ver el punto de colapso de tensión ante contingencia N-1, que en este caso consiste en la pérdida de la línea Ramos Arizpe Potencia – Salero, el cual se encuentra final de la línea punteada (1,175 MW). Si se considera un margen de seguridad del 12% a partir del punto de colapso antes mencionado, se determina que el límite máximo que se puede transmitir por el corredor de transmisión, de manera segura y cuidando la estabilidad de voltaje es de 1,350 MW. Sin embargo, por lo mencionado en el diagnóstico este límite sólo aplica cuando el EAR se encuentra activo, ya que de otro modo con un flujo menor (1,245 MW) ya se tendrían sobrecargas en los transformadores de Saltillo.

En la siguiente figura 9 se muestra el efecto en la curva P-V que tendría la obra de la Alternativa 1, la cual consiste en el entronque de la línea Ramos Arizpe Potencia - Salero en la SE Derramadero (3.2 km de línea aproximadamente). Se observa que hay un incremento en la capacidad de transmisión de 57 MW, pasando de 1,350 MW a 1,407 MW en la compuerta Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo. Además, con esta obra se podría evitar la sobrecarga en los bancos de Saltillo y Ramos Arizpe Potencia por la contingencia N-1 más severa (línea Ramos Arizpe Potencia- Derramadero) y con esto retirar el Esquema de Acción Remedial actualmente implementado.

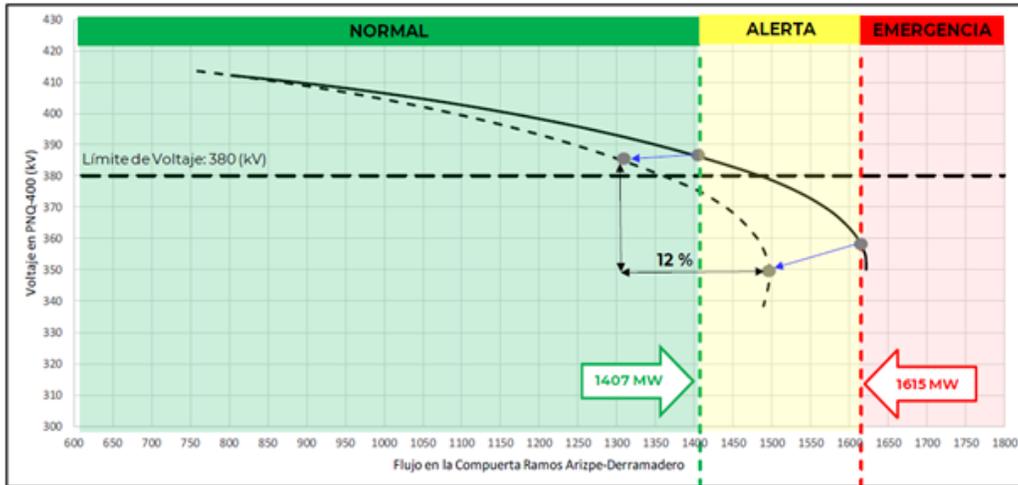
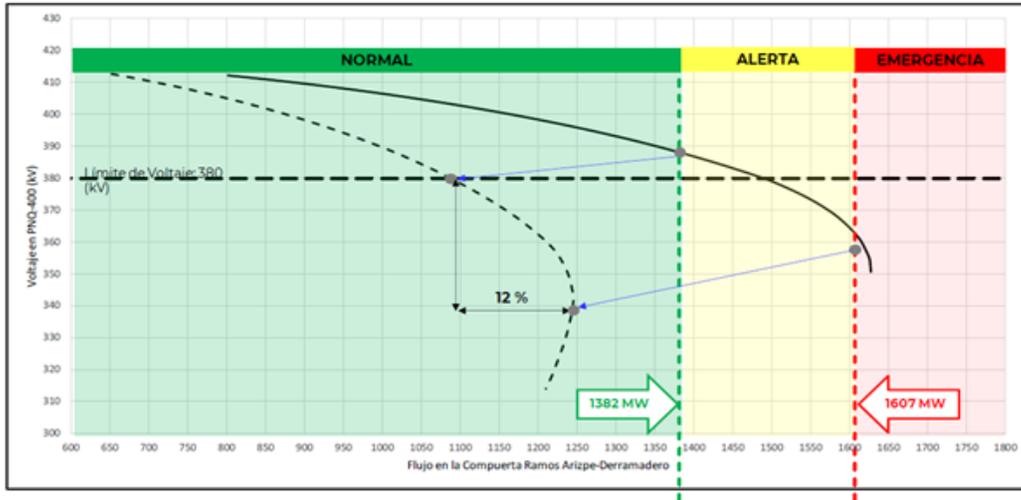


Figura 9. Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 1).  
Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Por otro lado, en la figura 10 se presenta la curva P-V obtenida con la Alternativa 2, en ella se puede observar que el límite de la compuerta pasa de 1,350 MW a 1,382 MW y la contingencia que restringe el flujo es ahora la línea de transmisión Derramadero – Primero de Mayo ya que el voltaje post- contingencia en la subestación peñasquito es menor a 0.95 pu (380 kV).

En la figura 10 se muestra la condición esperada para un escenario de alto flujo en la compuerta Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo, la cual es una condición operativa que se ha venido presentando desde el año 2017 y que se espera sea aún más grave por la entrada en operación de Centrales Eléctricas de gran capacidad en la Gerencia de Control Noreste. En el diagrama mostrado se observan las condiciones limitantes con el Esquema de Acción Remedial implementado, llegando a un límite de 1,350 MW. Sin el esquema, el límite sería de 1,245 MW.



**Figura 10.** Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 2).  
Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Se observa que, considerando las alternativas ya no se presentan problemas de sobrecarga en la red por lo tanto se podría prescindir del EAR, mejorando la Confiabilidad de la zona. Por otra parte, en las figuras 10 y 11 se observa que la limitante del corredor ahora resulta el voltaje en la subestación Peñasquito y la contingencia más severa resulta en la falla de la línea Derramadero – Primero de Mayo.

Con la infraestructura propuesta se obtiene un beneficio considerable en la confiabilidad del sistema ya que se logra eliminar un esquema de protección actualmente instalado. Se evita además una circulación de flujos poco eficiente por la red de 115 kV, pues cuando ocurre la contingencia de la línea Ramos Arizpe Potencia – Derramadero la energía se transforma hacia la red de 115 kV (en Saltillo, Cedros y Ramos Arizpe Potencia), fluye por esta y nuevamente sube hacia 400 kV mediante el transformador de Derramadero y finalmente se transmite a Primero de Mayo, con lo cual se presentan mayores pérdidas eléctricas para el sistema.

## **P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2**

Para el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Monterrey y zona conurbada, en la red eléctrica local hay un anillo de 400 kV con 9 subestaciones eléctricas con autotransformadores de 400/230 kV y transformadores de 400/115 kV, para un total de 5,700 MVA de capacidad, como se muestra en la figura 11. Una de esas subestaciones eléctricas es San Jerónimo Potencia, en la cual se tiene en operación un transformador de 400/115 kV, 375 MVA. La demanda máxima actual de la Ciudad de Monterrey y zona conurbada es de 5,549 MW y, pronosticada para el 2023 de 6,379 MW.

Durante el 2018, el transformador 400/115 kV de San Jerónimo Potencia alcanzó un flujo máximo de 313.87 MVA, mientras que en 2017 el flujo máximo reportado fue de 295.66 MVA, lo cual representa un incremento del 6.1 %. Ambos flujos representan un 83.7 % y % de

cargabilidad respectivamente. En la figura 2 se muestran las curvas de duración de flujo para este transformador en 2017 y 2018.

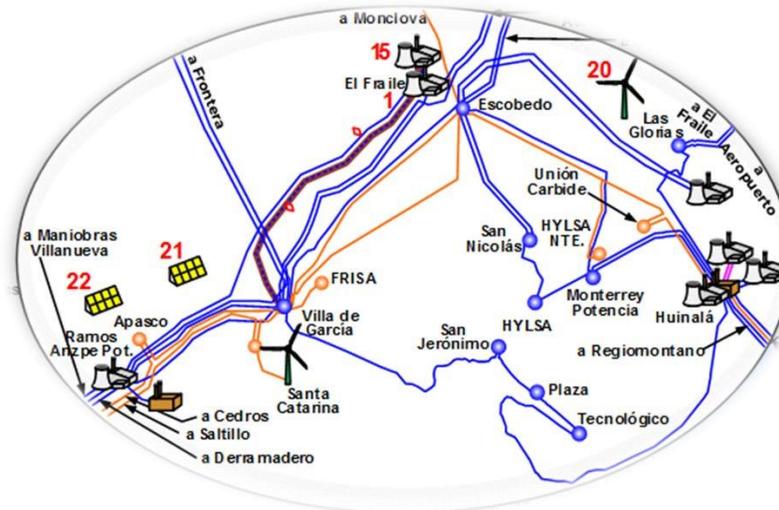


Figura 11. Red eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033).

Con base en el pronóstico de la demanda máxima prevista en el verano de 2022, de 6,240 MW, ante la pérdida de la línea en 400 kV San Jerónimo Potencia – Plaza, el transformador de San Jerónimo Potencia se sobrecargará al 106 %. Para el escenario de demanda máxima de verano 2023 (6,379 MW), la carga en estado estable sin contingencia en este transformador será del 99% de su capacidad nominal. Ante la ocurrencia de la contingencia de la línea mencionada, la sobrecarga será del 116%.

Por la identificación de la inminente sobrecarga de esta SE en estado estable para 2023, así como para seguir dando suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga industriales que lo soliciten y, minimizar el riesgo que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de autotransformadores y transformadores, es necesario adicionar capacidad de transformación para mantener y mejorar la Confiabilidad, Continuidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la Zona Metropolitana de Monterrey.

## Proyectos 2018



## **P17-NE1 Nueva Rosita Banco 2**

La SE Nueva Rosita Cuenta con un banco de transformación 230/115 kV de 112 MVA y otro de 230/34.5 kV de 100 MVA, que representan las principales fuentes de suministro de energía eléctrica de la zona siendo estos dos bancos los únicos soportes de potencia reactiva para controlar el voltaje de la zona. Para atender la falla que presentó el banco 230/34.5 kV se tiene instalado un sistema de enfriamiento. Sin embargo, se corre el riesgo de fatiga y degradación al aislamiento del transformador reduciendo su vida útil. Así mismo riesgo de disparo por sobrecarga y afectación de la carga que suministre, que actualmente son más de 100 MVA. Se espera que para el año 2023 en demanda máxima de verano, el transformador 230/115 kV de 112 MVA de capacidad de la SE Nueva Rosita alcance valores de carga de alrededor de 100% de su capacidad en condición normal de operación. Reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.

## **P17-NE2 Las Mesas Banco 1**

La zona Huejutla cuenta con dos líneas de transmisión de 115 kV que dan suministro a seis subestaciones de distribución las cuales alimentan diversas cargas (comerciales y residenciales). El voltaje en esta zona al tener poca conectividad y contar con largas distancias entre los dos puntos de suministro, es sensible a las variaciones abruptas de flujos de potencia. Esto ocasiona que las líneas se comporten como un capacitor y contribuyan con una cantidad considerable de potencia reactiva al sistema, lo que a su vez ocasiona un incremento del voltaje en diversos puntos de la red. Se tiene previsto que el crecimiento de la demanda en la zona Huejutla haga necesario ejecutar obras en el área de influencia para ayudar a evitar bajos voltajes de operación en estado normal y aumentar la confiabilidad de la zona por contingencias sencillas. Para el año 2027 y con red completa se alcanzaría la demanda de saturación de la zona con red completa, presentándose bajos voltajes en la mayoría de las subestaciones, afectando la calidad del suministro por la reducción de la capacidad para satisfacer las cargas actuales y nuevas solicitudes de carga en la zona Huejutla.

## **P18-NE4 Traslado de Reactores en el Noreste**

En la subestación Río Escondido se tienen cuatro unidades de generación de 340 MVA cada una, cuatro bancos de transformación (dos de ellos de relación 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/138 kV de 100 MVA). Adicionalmente se cuenta con un reactor de línea de 75 MVar. Por su parte, la SE Frontera cuenta con cuatro bancos de transformación (dos de 400/230 kV de 300 MVA y dos de 230/115 kV de 100 MVA); así mismo cuenta con dos reactores de línea de 70 MVar cada uno. Se propone el traslado del reactor de Villa de García a Río Escondido, así como del reactor de Güémez a Frontera. Los cuales compensarán el aporte de reactivos provenientes la línea Hércules Potencia -Río Escondido y las demás líneas en la zona.



## **P18-NE8 Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr**

El suministro de energía eléctrica en los municipios de Jiménez y San Fernando en el estado de Tamaulipas, se realiza por medio de tres subestaciones eléctricas que alimentan las zonas urbanas y rurales de estos municipios, el suministro se realiza en el nivel de tensión de 115 kV desde la subestación Güémez, por medio de una línea de transmisión radial. El voltaje en estas subestaciones, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta, es altamente sensible a los cambios de carga. La infraestructura actual con las que se suministran las subestaciones Jiménez, Las Norias y San Fernando comprende 163.7 km de línea de transmisión radial donde se conectan estas tres subestaciones en diferentes puntos a lo largo de la línea. Actualmente no se cuenta con ningún elemento de control de voltaje o compensación reactiva en la zona, lo que ocasiona que, al tener altas demandas en el alimentador radial, el voltaje se vaya degradando y las tres subestaciones operen con bajo voltaje, esta situación afecta la calidad del suministro y aumenta las pérdidas eléctricas al suministrar la potencia reactiva de la carga desde el punto de conexión en Güémez.

## **I16-NE3 Red de Transmisión Reynosa – Monterrey**

La situación actual de la zona Frontera es favorable por capacidad de suministro. En cuanto a generación y transformación se refiere, se tiene suficiencia para la atención de la demanda actual y se tiene cubierto el pronóstico de la demanda hacia el mediano plazo. La zona Frontera es una región exportadora de energía y conforme se instalen más centrales eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo 2015 y 2016 y adquieran prelación proyectos de generación que soliciten su interconexión, esta tendencia seguirá en aumento. De tal manera que conforme se desarrollen los proyectos de generación será necesario el refuerzo de transmisión en el corredor Reynosa –Monterrey. De acuerdo con la estadística, se presentan flujos por el corredor Frontera - Monterrey por arriba de 1,500 MW en cualquier época del año. El límite actual del enlace Frontera – Monterrey es de 1,980 MW, que se transmiten por tres líneas de transmisión de 400 kV y una línea de transmisión de 230 kV. En condiciones normales de operación, el máximo flujo de envío hacia Monterrey que se ha presentado de 1,800 MW, lo que dejaría un margen de 180 MW para un despacho mayor de las unidades de las centrales eléctricas existentes o bien para incorporar generación adicional en la zona Frontera.



## Diagnóstico CENACE

Tabla 14. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Noreste. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

<p><b>GENERACIÓN</b></p>	<p>Durante 2018 entraron en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas: cuatro Centrales Eléctricas Eólicas para una capacidad de 1,049 MW, tres Centrales Ciclo Combinado para una capacidad de 1,266 MW, cuatro Centrales Eléctricas con unidades turbogás para una capacidad de 35.8 MW. En total 2,351 MW.</p> <p>En el escenario de la demanda máxima de 9,913 MW, del 06 de junio de 2018 a las 16:24 h, se tuvieron indisponibles las siguientes unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En la Central Eléctrica Carbón Dos una unidad con 350 MW.</li> <li>• En la Central Eléctrica Río Bravo, la unidad tres con 300 MW.</li> <li>• En la Central Eléctrica Huinalá fuera las unidades dos, tres y seis, para un total de 330 MW.</li> <li>• En la Central Eléctrica Altamira V, fuera el paquete uno con 600 MW.</li> <li>• Derrateo de 100 MW en la unidad cuatro de Río Escondido y de 75 MW de unidad uno de Carbón Dos.</li> </ul> <p>En el escenario de la demanda máxima de la Gerencia de Control de 10,053 MW, del 21 de agosto de 2018 a las 15:50 h:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En la Central Eléctrica Huinalá fuera las unidades dos, tres y seis, para un total de 330 MW.</li> <li>• En la Central Eléctrica Río Bravo, la unidad tres para 300 MW</li> <li>• La Central Eléctrica El Águila de Altamira, con 63 MW, indisponibles 457 MW.</li> <li>• Derrateo de 100 MW en la unidad cuatro de Río Escondido y de 75 MW de unidad uno de Carbón Dos.</li> </ul>
<p><b>TRANSMISIÓN</b></p>	<p>El corredor de transmisión Champayán-Güémez, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Güémez y Champayán, entronque Tres Mesas Maniobras, Güémez - A3250 - Champayán y Güémez.</p> <p>A3170 - Tres Mesas Maniobras, su flujo de potencia activa máximo fue de 1,697.8 MWh, se alcanzaron valores por periodos de tiempo cortos, menores a 3 minutos de hasta 1,820 MW, su límite de transmisión es de 1,700 MW. En el verano de 2018, por congestión se realizaron cortes de carga con una Energía No Suministrada de 50.3 MWh. CFE-Transmisión tiene programada la entrada en operación del tercer circuito de transmisión Champayán-Güémez y Güémez-Regiomontano en el cuarto trimestre de 2019, proyecto que debió entrar desde el 2016 (proyecto legado).</p> <p>El corredor de transmisión Monterrey-Saltillo, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Villa de García - A3D50 y A3D60 - Ramos Arizpe Potencia, en invierno 2017/2018 presentó 29 horas por arriba de su límite de transmisión (1,500 MW). Con el proyecto de la CCC Noreste, en la SE El Fraile, entraron en operación dos LT's entre las SE El Fraile y Ramos Arizpe Potencia, las cuales solucionan la problemática de 2018.</p>



	<p>El corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Maniobras Potencia, no alcanzó valores integrados por arriba de su límite de transmisión de 1,780 MW, pero alcanzó dos periodos de 10 y 15 minutos por arriba del límite en el invierno 2017/2018 de (1,780 MW). El corredor operó 105 horas con el Esquema de Acción Remedial armado En este PAMRNT 2019-2033 se propone el proyecto de 2 LT's de 400 kV Tamazunchale – Jilotepec - Central.</p> <p>El corredor de transmisión Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo, no alcanzó valores integrados por arriba de su límite de 1,290 MW, pero alcanzó dos periodos de 25 horas por arriba de su límite de transmisión; alcanzando valores de hasta 1,623 MW. El CENACE en el PAMRNT2018-2032 como parte del proyecto de la Macro Red propuso el entronque de la LT entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero en la SE Derramadero para subir límite de transmisión. En este PAMRNT 2019-2033 se propone nuevamente el entronque.</p> <p>El corredor de transmisión Altamira-Tamós, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Altamira. A3F80 y A3F90 - Tamós, operó 2 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,500 MW. En este PAMRNT 2019-2033 se propone el proyecto de 2 LT's de 400 kV Tamazunchale – Jilotepec - Central.</p>
<b>TRANSFORMACIÓN</b>	<p>En la SE Nueva Rosita, zona Sabinas, se tiene falla mayor de un transformador de 230/34.5 kV, 100 MVA que se encuentra en reparación. La carga de la zona se suministra por un solo autotransformador de 230/115 kV. Para evitar el riesgo de afectación de carga por saturación de la transformación para el verano de 2019 se trasladó un AT desde la SE Mezcala, cuando se tenga reparado el transformador se regresará a su condición de operación normal la SE. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de 230/115 kV de 112 MVA para abril de 2023.</p> <p>En la SE Cumbres Frontera, zona Reynosa, el AT-02 de 230/138 kV de 225 MVA, salió por falla de febrero a julio del 2018, ocasionando una sobrecarga en el banco paralelo AT-01 y derivando en la activación del DAG de Planta Frontera (490 MW). Posteriormente se estuvieron realizando seccionamientos de red de transmisión para evitar estas sobrecargas, con la degradación de la confiabilidad de la zona Reynosa.</p> <p>En la SE Nava, zona Río Escondido, se ha tenido fallado el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV durante todo el 2018, teniendo que recurrir a seccionamientos en la red para evitar la sobrecarga del banco en paralelo AT-01 de 40 MVA, con la degradación de la Confiabilidad de la zona Río Escondido. Se tenía previsto su regreso en marzo de 2019. Con la entrada en operación SE Los Novillos con un AT de 230/128 de 225 MVA (proyecto de refuerzo asociado a Centrales Eléctricas Eólicas) ha ayudado a solventar la falta del AT de la SE Nava.</p>
<b>COMPENSACIÓN</b>	<p>Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en las SE de Jiménez, Las Norias y San Fernando de la zona Victoria. La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta (163.7 km de red radial 115 kV), es altamente sensible a los cambios de carga que se presentan. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de compensación para abril de 2020.</p>



## Líneas de transmisión saturadas

Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron: (i.) 2 LT's de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte; (ii.) 2 LT's de 400 kV Champayán – Güémez, (iii.) 2 LT's de 400 kV Altamira – Tamos; (iv.) 2 LT's de 400 kV Villa de García – Ramos Arizpe y (v.) 2 LT's de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo

## Energía no suministrada

En total no fueron suministrados **615.8 MW** en la GCR.

**Tabla 15.** Energía no suministrada en 2018. Fuente: (PAMRNTyRGD 2019-2033)

Sistema	Fecha	CMCA (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	01-jun-18	75	408.57	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua y a La Laguna
SIN	20-jun-18	180	172.96	Control de flujos entrando al estado de Chihuahua y de Altamira hacia Monterrey
SIN	24-jul-18	42	34.27	Control de flujo en la línea de la Cd. de Monterrey

CMCA: Carga Máxima Coincidente Afectada

## Proyección del consumo bruto y de demanda máxima integrada

Los pronósticos de consumo bruto y demanda máxima integrada para todo el periodo 2019 – 2033, así como los pronósticos a mediano plazo para el mes de junio (16:30 y 23:30 hrs) y para el mes de diciembre (14:00 y 20:00 hrs) se muestran para la GCR Peninsular en la Tabla 16.

**Tabla 16.** Pronósticos de consumo bruto, demanda máxima integrada y generación para el periodo 2019-2033 para la GCR Noreste.  
 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	58,112	9,508									
2020	59,773	9,790									
2021	61,604	10,045	10,969	15,076	10,608	16,332	7,184	10,805	7,406	13,074	
2022	63,434	10,343	11,254	15,353	10,854	16,276	7,400	11,432	7,671	13,614	
2023	65,311	10,619	11,589	15,593	11,248	16,748	7,647	10,639	7,891	13,276	
2024	67,267	11,033	11,881	14,763	11,533	16,287	7,878	10,449	8,089	13,062	
2025	69,242	11,446	12,323	15,506	11,928	16,777	8,149	10,698	8,362	13,327	
2026	71,294	11,751	12,790	15,974	12,308	16,857	8,395	10,882	8,626	13,488	
2027	73,301	12,082									
2028	75,345	12,385									
2029	77,448	12,858									
2030	79,650	13,176									
2031	81,911	13,550									
2032	84,236	13,896									
2033	86,636	14,415									



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

Por las bajas demandas del norte y con la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado, los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte y proyectos eólicos en el Noreste, se incrementará la transmisión NORTE - SUR.

La transferencia de potencia Norte - Sur para el año 2024, las trayectorias de flujo: Moctezuma – Chihuahua, Norte – Noreste y Los Mochis a Tepic, presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo, cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el norte del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los corredores de transmisión mencionados.

## Precios Marginales Locales (PML), Energía, Congestión, Pérdidas

Se ha recopilado datos de CENACE con los Precios Marginales Locales y sus componentes correspondientes a los nodos continuos que se encuentran en la región de control Noreste.

### 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 17. Nodos seleccionados. Fuente: Elaboración propia con datos de (CENACE 2019a).

No. RT	Nombre RT	Clave	Nombre nodo	Nivel de tensión (kv)	Entidad Federativa	Municipio	Zona de carga
16	Monterrey	06ESC-115	Escobedo	115	Nuevo León	General Escobedo	Monterrey
17	Saltillo	06SAL-115	Saltillo	115	Coahuila de Zaragoza	Saltillo	Saltillo

**Abreviaturas:** RT: Región de Trasmisión. **Nota:** Para los nodos seleccionados la Gerencia Regional de Trasmisión (GRT) y el Centro de Control Regional (CCR) es el NORESTE

El Nodo Escobedo se ubica en la ciudad de Monterrey y el Nodo Saltillo se ubica en la ciudad de Coahuila. La ubicación de los nodos seleccionados para identificar los picos (máximos) y valles (mínimos) en el sitio de estudio se muestra a continuación en las siguientes Figuras.

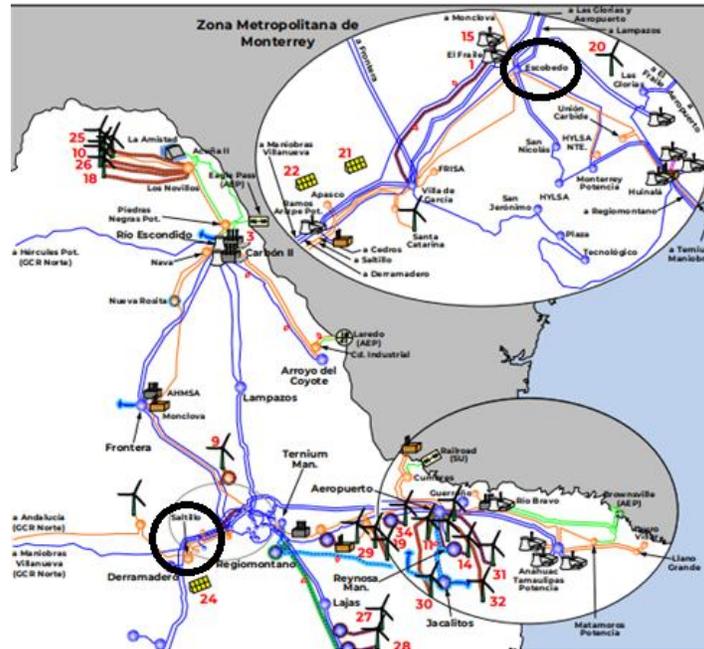


Figura 12. Ubicación de los Nodos seleccionados 06ESC-115 y 06SAL-115. Fuente: (Cenace 2019) y (PAMRNTyRGD 2019-2033)



## Precios Marginales Locales (PML)

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

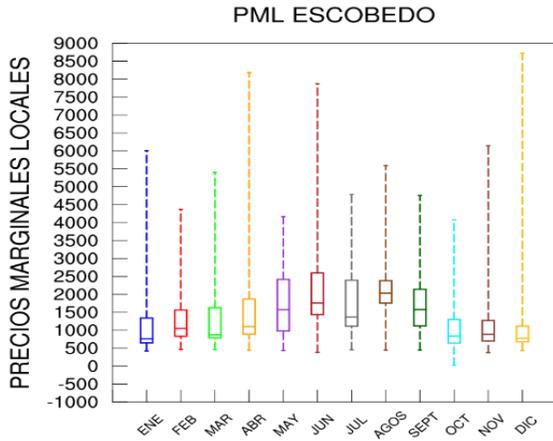


Figura 13. PML en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)

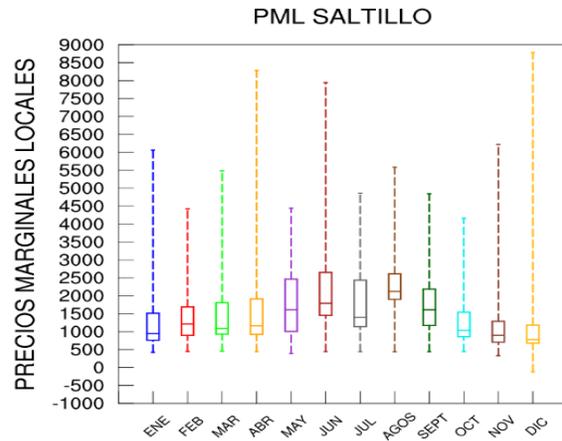


Figura 14. PML en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)

## Precios del componente de Energía

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

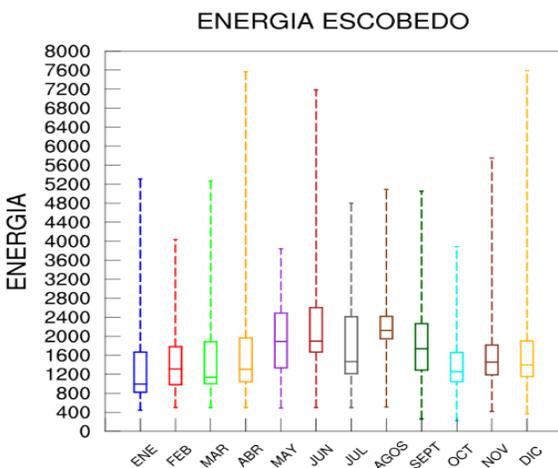


Figura 15. Costo del componente de Energía en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)

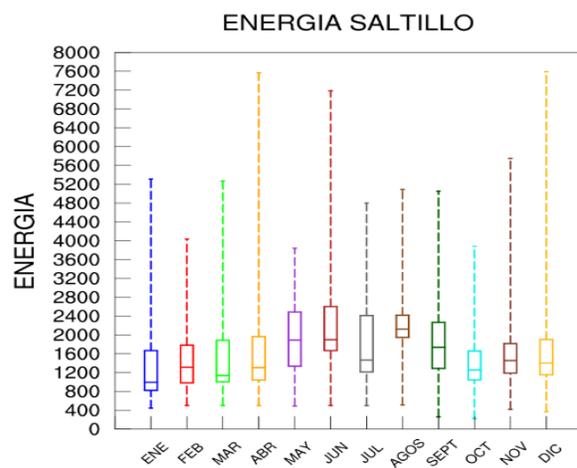


Figura 16. Costo del componente de Energía en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)



## Precios del componente de Perdidas

En las siguientes Figuras 17 y 18 se muestran máximos, mínimos, media y desviación estándar para los nodos seleccionados para el componente de congestión en 2018 (CENASE, 2019b).

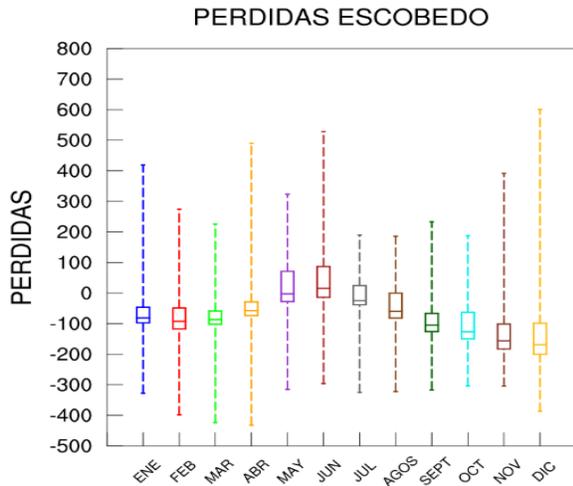


Figura 17. Costo del componente de Perdidas en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)

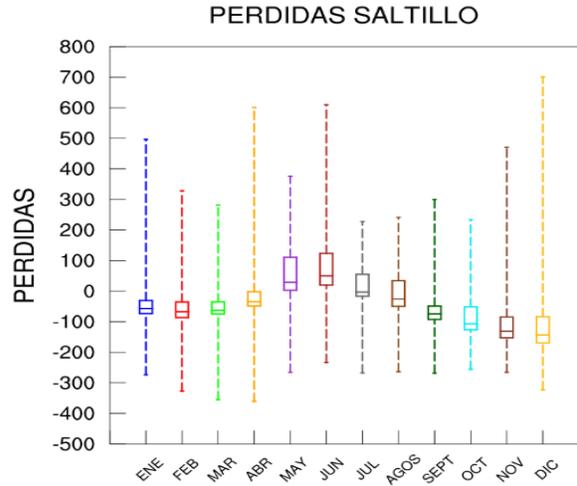


Figura 18. Costo del componente de Perdidas en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)

## Precios del componente de Congestión

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

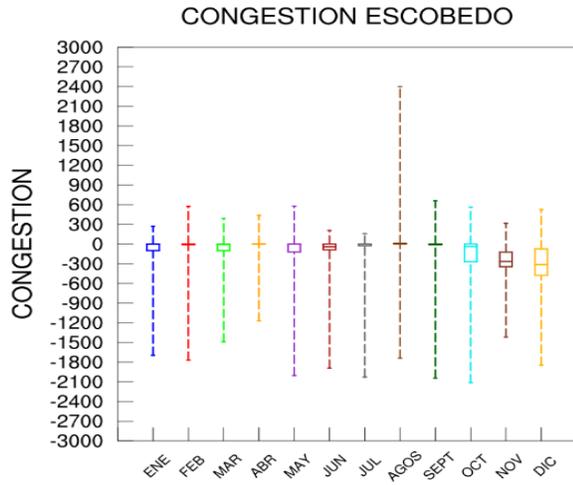


Figura 19. Costo del componente de Congestión en el nodo 06ESC-115 (Escobedo)

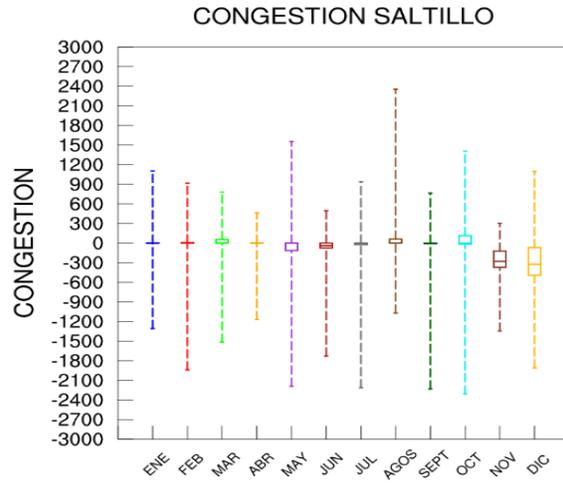


Figura 20. Costo del componente de Congestión en el nodo 06SAL-115 (Saltillo)

### Diferencias entre nodos

Los máximos, mínimos y las diferencias mensuales de precios de los nodos 06ESC-115 (Escobedo), 06SAL-115 (Saltillo) se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 18. Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 06ESC-115 (Escobedo) en 2018.

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	424.89	2264.7	442.72	3010.27	-267.49	66.12	-1198.03	109.83
Febrero	485.99	2175.19	515.89	2135.75	-156.75	15.97	-440.97	195.03
Marzo	458.04	2681.24	483.58	2709.94	-145.47	-2.29	-636.47	253.44
Abril	454.31	5074.87	498.01	4977.13	-137.05	97.73	-801.66	153.31
Mayo	389.59	8785.16	632.53	7591	-91.38	701.12	-2307.97	516.54
Junio	529.96	7944.51	906.83	7185.45	-77.67	609.77	-1730.11	588.96
Julio	530.6	4862.28	563.52	4800.41	-104.3	225.5	-2041.9	454.7
Agosto	566.52	5586.77	597.71	5088.82	-134.97	241.21	-1070.39	2354.24
Septiembre	463.58	4843.99	257.95	5052.82	-212.4	2.88	-435.56	644.2
Octubre	490.87	2051.27	220.19	2267.84	-253.14	-20.41	-908.82	581.42
Noviembre	328.86	1906.03	418.65	3378.43	-360.67	-47.8	-1518.34	302.62
Diciembre	437.45	2108.77	366.61	3057.49	-323.04	-41.9	-1909.44	342.85



**Tabla 19.** Máximos y mínimos Mensuales en el Nodo 06SAL-115 (Saltillo) en 2018

Mes	Min PML	Max PML	Min Energía	Max Energía	Min Pérdidas	Max Pérdidas	Min Congestión	Max Congestión
Enero	418.63	1693.72	442.72	3010.27	-325.09	46.11	-1892.17	81.57
Febrero	475.58	2028.81	515.89	2135.75	-192.28	-12.22	-976.46	0.09
Marzo	449.89	2630.4	483.58	2709.94	-188.17	-30.43	-1148.21	0
Abril	445.32	4987.48	498.01	4977.13	-204.32	29.79	-1064.95	0
Mayo	432.86	8720.14	632.53	7591	-137.89	600.74	-2112.92	576.44
Junio	383.26	7873.54	906.83	7185.45	-108.67	528.07	-1859.61	574.3
Julio	524.89	4783.72	563.52	4800.41	-140.28	189.75	-1906.85	113.04
Agosto	531.23	5587	597.71	5088.82	-178.04	185.91	-1909.71	2400.01
Septiembre	457.16	4755.48	257.95	5052.82	-295.49	-30.76	-493.48	659.08
Octubre	25.25	1864.42	220.19	2267.84	-299.75	-24.4	-1256.23	562.19
Noviembre	375.02	1863.11	418.65	3378.43	-431.98	-53.74	-1490.94	315.99
Diciembre	432.43	2065.19	366.61	3057.49	-386.4	-48.27	-1846.65	373.21

**Tabla 20.** Diferencias de Máximos y mínimos Mensuales entre los Nodos 06ESC-115 (Escobedo) y 06SAL-115 (Saltillo)

Mes	Dif Min PML	Dif Max PML	Dif Min Ener	Dif Max Ener	Dif Min Pérdidas	Dif Max Pérdidas	Dif Min Congestión	Dif Max Congestión
Enero	6.26	570.98	0	0	57.6	20.01	694.14	28.26
Febrero	10.41	146.38	0	0	35.53	28.19	535.49	194.94
Marzo	8.15	50.84	0	0	42.7	28.14	511.74	253.44
Abril	8.99	87.39	0	0	67.27	67.94	263.29	153.31
Mayo	-43.27	65.02	0	0	46.51	100.38	-195.05	-59.9
Junio	146.7	70.97	0	0	31	81.7	129.5	14.66
Julio	5.71	78.56	0	0	35.98	35.75	-135.05	341.66
Agosto	35.29	-0.23	0	0	43.07	55.3	839.32	-45.77
Septiembre	6.42	88.51	0	0	83.09	33.64	57.92	-14.88
Octubre	465.62	186.85	0	0	46.61	3.99	347.41	19.23
Noviembre	-46.16	42.92	0	0	71.31	5.94	-27.4	-13.37
Diciembre	5.02	43.58	0	0	63.36	6.37	-62.79	-30.36



## Problemática en los reportes de CENACE

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 CENACE (CENACE, 2019b). En estos informes se indican los disturbios ocurridos en la GCR Noreste, a continuación, se presenta un extracto de dichos reportes.

El 21 de mayo de 2017, salieron de operación diversas líneas de transmisión de 400, 230 y 138 kV, asociadas a la región Noreste, debido, entre otros, a los daños estructurales que sufrió la infraestructura derivado de un fenómeno meteorológico que provocó, entre otros, presencia de tornados en la región. Debido a la salida de operación de las líneas, la zona tuvo que operar en isla eléctrica con desbalance carga-generación, provocando inestabilidad en la red y la interrupción de 2,089 MW de generación y 950 MW de carga. En la Tabla 15, se presenta el impacto que dicho evento tuvo en la región, en términos de tiempo de interrupción, energía no suministrada y número de usuarios afectados. El sistema operó en estado de emergencia desde el 21 de mayo y se mantuvo hasta el 7 de junio, debido a las afectaciones físicas en la RNT.

**Tabla 21.** Impacto en el servicio de suministro debido a disturbio meteorológico en la región Noreste. Fuente: (CRE, 2018b)

Tiempo de interrupción	Energía no suministrada	Número de usuarios afectados
23 horas con 15 minutos	11.88 GWh	506,000

En lo que se refiere a los reportes de 2019 de CENACE se observó lo siguiente para la región Noreste:

**Tabla 22.** Estados de alerta más frecuentes en la GCR Noreste. Fuente: (CRE, 2018b)

Alerta	Frecuencia
Estado Operativo de Alerta por flujo de transmisión en la compuerta NTE-NES mayor al límite operativo de seguridad y depender de la operación de un Esquema de Acción Remedial ante primera contingencia	99
Estado Operativo de Alerta por flujo de transmisión de la compuerta Ramos Arizpe Potencia hacia Primero de Mayo, mayor al límite operativo de seguridad ante contingencia sencilla.	53
Estado Operativo de Alerta por flujo de transmisión de la compuerta RAP-SLR + DMD-PMY mayor al límite operativo de seguridad ante contingencia sencilla.	37
Estado Operativo de Alerta en la Zona de Piedras Negras al seccionar Red de 138 kV como estrategia operativa por Demanda en la Zona y ante contingencia sencilla se afectaría carga radial.	32
Estado Operativo de Alerta en la Zona Metropolitana de Monterrey al tener fallados los Buses 1 y 2 de 400 kV de Subestación San Nicolás y tener red seccionada y sobrecarga en elementos de la Zona.	15



Alerta	Frecuencia
Estado Operativo de Alerta en la Zona de Villa de García, ante contingencia de VDG T3 (400/115 kV, 330 MVA) y operación de un EAR para evitar la sobrecarga en Red de Transmisión de 115 kV debido a indisponibilidad de Álcali Planta.	11

En la Figura 14 se muestra, para el año 2019, la Frecuencia con que ocurrieron las primer 4 Alertas por mes en la GCR Noreste.

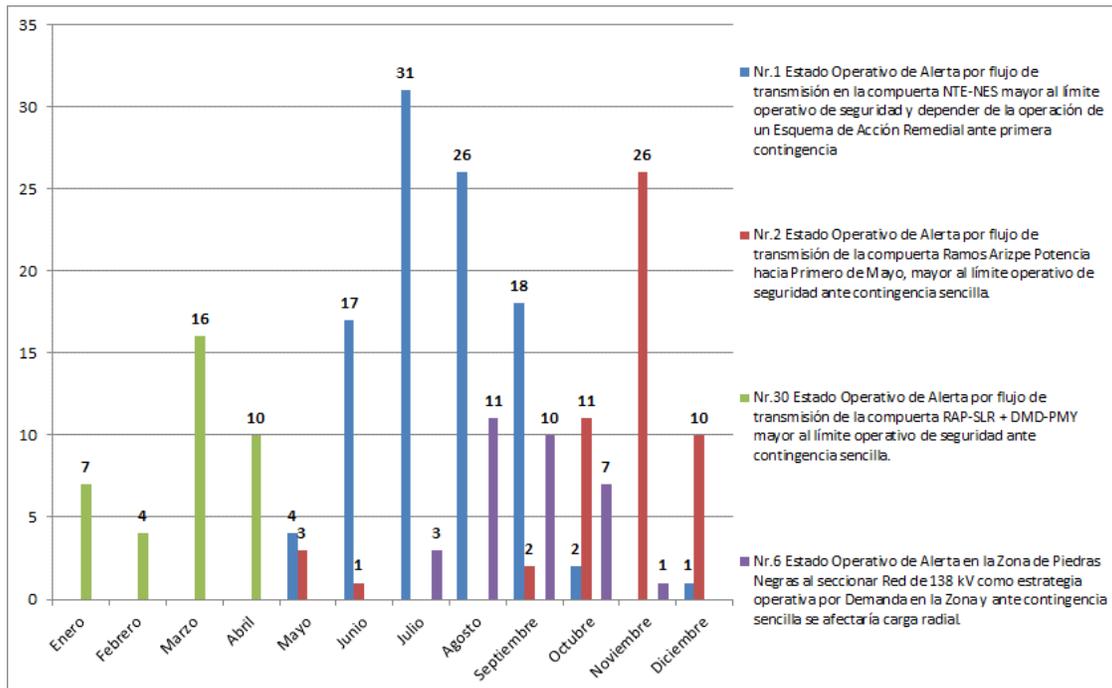


Figura 21. Incidencia más frecuente en región Noreste.

En la siguiente Tabla 23 se indican las emergencias que se produjeron durante 2019.

Tabla 23. Emergencias registradas en la región Noreste en 2019

Mes/Año	Problema/Condición operativa
19/10/2019 09/09/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Metropolitana de Monterrey por libranza de emergencia de la Línea de Transmisión ACM 73D30 PAR y tener carga afectada.
09/10/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Laguna, Coahuila por afectación de carga Residencial y Minera de las subestaciones León Guzmán (LGM), Pedriceña(PDA) Y Minera del Roble(MRO) por licencia de emergencia en línea de transmisión de 115 Kv.
09/09/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona de Huasteca al seccionar Red de 230 kV por control de sobrecarga en banco de transformación en la subestación Tampico y carga afectada por falla en 4 Líneas de transmisión.



Mes/Año	Problema/Condición operativa
11/07/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Matamoros por salida de emergencia de MTM L-83080 QFL y tener carga afectada.
11/07/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona de Huinalá por salida de JNO L73B60 MKL y tener carga afectada en la zona.
11/07/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Matamoros por salida de emergencia de MTM L-83080 QFL y tener carga afectada
30/04/2019	Estado Operativo de Emergencia en la Zona Metropolitana de Monterrey por falla en el Bus 115 kV de subestación Domingo Nuevo y tener afectación de carga
20/04/2019	Alerta por libranza de emergencia de línea de 115 kV Pesquería (PQA) L-73L20 Las Glorias (GLO) y ante contingencia sencilla se afectaría carga radial de la Zona.
11/02/2019	Estado Operativo de emergencia por flujos en líneas de transmisión de 115 kV y afectación de carga de la Zona Pesquería-Monterrey, Nuevo León, debido a falla en la línea de transmisión Pesquería (PQA) LT-73L20 Anillo Periférico (APF) 115 kV.

## Resumen de las problemáticas identificadas

1. **Aumento de participación de ERV.** De acuerdo a la planeación del PRODESEN esta GCR tendrá un aumento significativo en la participación de ERV, esta participación pudiera estar arriba del 20%. en el caso de que se lleven a cabo todos los proyectos considerados en el PRODESEN. Aunado a esto esta GCR tiene una participación importante en la generación dentro del SEN y “exporta” energía al centro del país a través de LT que se congestionan.
2. **Alta capacidad de trasmision.** La GCR tiene la capacidad de transmisión más alta del SEN, su participación es del 24.9% a pesar de esta capacidad se presentan problemas de energía no suministra, alertas, congestión principalmente en dirección Sur y en la compuerta a la GCR Norte.
3. **Alta dependencia de combustibles fósiles principalmente gas.** Alta dependencia de La GCR Noreste presenta una alta dependencia de la generación con combustibles fósiles en particular GN (Ciclo Combinado aproximadamente 56%, Turbo Gas 1.7 %), Gas residual, Gas de Coque o Gas de Alto Horno. Asimismo, es una de las dos regiones en el SEN que aporta energía a través de una Central a Carbón.
4. **Altos requerimientos de carga y gran crecimiento.** Alto consumo en las zonas La Zona de Metropolitana de Monterrey (ZMM) representa el mayor centro de consumo de energía eléctrica del Norte del país. Crecimiento económico en la zona de Derramadero y Saltillo.



5. **Nivel de cortocircuito alto en las SE y variaciones de voltaje.** El nivel de cortocircuito de un gran número de subestaciones eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos. El nivel de cortocircuito por encima de la capacidad de diseño de los equipos de las Subestaciones, compromete el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que pueden ocasionar daño permanente en los equipos y afectaciones a la transferencia de energía, interrupciones en el suministro de energía a industrias, comercios y usuarios residenciales. En algunas Subestaciones el Nivel de Cortocircuito sobrepasara la capacidad interruptiva. La situación actual causa variaciones del nivel de voltaje en diversas subestaciones.
6. **Esquema de Acción Remedial (EAR) por sobrecarga en las líneas y SE tanto en la ZMM y Saltillo.** Se tiene considerado un gran crecimiento industrial en la zona Derramadero, por lo que se tendrá la necesidad de brindar mayor confiabilidad a la red. Esto se logró a través de la entrada en operación de la SE Derramadero conectada a las SE de SE Ramos Arizpe Potencia, Primero de Mayo y en conjunto con las SE Saltillo, Cedros conforman la red anillada de Saltillo. Actualmente, para evitar la sobrecarga de los bancos de la SE Saltillo; así como el de Ramos Arizpe Potencia, que es el que más se sobrecarga ante la pérdida de la línea de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Derramadero, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial (EAR) que manda una señal de desconexión del banco de Derramadero, dejando aislada la carga y la red eléctrica de 115 kV de la zona Saltillo.
7. Para el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Monterrey y zona conurbada, en la red eléctrica local hay un anillo de 400 kV con 9 subestaciones eléctricas con autotransformadores de 400/230 kV y transformadores de 400/115 kV, para un total de 5,700 MVA de capacidad, como se muestra en la figura 11. Una de esas subestaciones eléctricas es San Jerónimo Potencia, en la cual se tiene en operación un transformador de 400/115 kV, 375 MVA. La demanda máxima actual de la Ciudad de Monterrey y zona conurbada es de 5,549 MW y, pronosticada para el 2023 de 6,379 MW. Con base en el pronóstico de la demanda máxima prevista en el verano de 2022, de 6,240 MW, ante la pérdida de la línea en 400 kV San Jerónimo Potencia – Plaza, el transformador de San Jerónimo Potencia se sobrecargará al 106 %. Para el escenario de demanda máxima de verano 2023 (6,379 MW), la carga en estado estable sin contingencia en este transformador será del 99% de su capacidad nominal. Ante la ocurrencia de la contingencia de la línea mencionada, la sobrecarga será del 116%.
8. **Sobrecarga puede limitar acceso a nuevas solicitudes de carga.** La problemática de sobrecarga en diversas regiones puede estar reduciendo la capacidad del suministro eléctrico para los usuarios actuales y limitando el acceso a nuevas solicitudes de carga, así como su capacidad de regulación de voltaje en la zona Sabinas.



9. **Conforme se desarrollen los proyectos de generación será necesario el refuerzo de transmisión en el corredor Reynosa –Monterrey.** De acuerdo con la estadística, se presentan flujos por el corredor Frontera - Monterrey por arriba de 1,500 MW en cualquier época del año. El límite actual del enlace Frontera – Monterrey es de 1,980 MW, que se transmiten por tres líneas de transmisión de 400 kV y una línea de transmisión de 230 kV. En condiciones normales de operación, el máximo flujo de envío hacia Monterrey que se ha presentado de 1,800 MW, lo que dejaría un margen de 180 MW para un despacho mayor de las unidades de las centrales eléctricas existentes o bien para incorporar generación adicional en la zona Frontera.
10. **Indisponibilidad y derrateo de centrales.** En junio 1580 MW estuvieron indisponibles y en derrateo 175. En agosto 1150 MW y en derrateo 175 MW. 615 MW de energía no suministrada.
11. **Líneas de transmisión congestionadas:** (i.) 2 LT's de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte; (ii.) 2 LT's de 400 kV Champayán – Güémez, (iii.) 2 LT's de 400 kV Altamira – Tamos; (iv.) 2 LT's de 400 kV Villa de García – Ramos Arizpe y (v.) 2 LT's de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo.
12. **Congestión.** Las diferencias y variaciones del componente de congestión son muy amplias, pudiendo ser positivas y negativas. Puede ir de - 2300 a + 2100 aproximadamente.
13. **Problemáticas.** Hubo aproximadamente 213 alertas y emergencias reportadas por el CENASE durante el año 2019. Las principales muestran la problemática asociada al flujo de transmisión: entre las GCR Noreste y Norte, en dirección Sur (de la compuerta Ramos Arizpe Potencia hacia Primero de Mayo), en la compuerta RAP-SLR + DMD-PMY mayor al límite operativo de seguridad. Y los distintos problemas en Piedras Negras al seccionar Red de 138 kV como estrategia operativa por Demanda en la Zona, en la Zona Metropolitana de Monterrey al tener fallados los Buses 1 y 2 de 400 kV, n la Zona de Villa de García, ante contingencia de VDG T3 (400/115 kV, 330 MVA) y operación de un EAR para evitar la sobrecarga.

## 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).

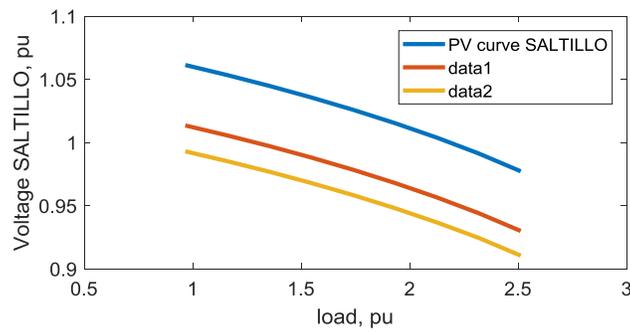


**Tabla 24.** Capacidad de almacenamiento para limitar excursión de frecuencia (Noreste).

Región	Desviación de la frecuencia < 0.04 (MW)	Desviación de la frecuencia < 0.05 (MW)
Noreste	5.16	5.02

**Tabla 25.** Porcentaje de reducción por área de control en la reducción de reserva (Noreste)

Área de Control	Escenario 1 (%)	Escenario 2 (%)	Escenario 3 (%)
Noreste	0.09	0.23	0.47



**Figura 22.** Curva PV para un nodo en la región de control Noreste.

**Tabla 26.** Grado de compensación reactiva (MVar) en región de control Noreste.

Noreste, Monterrey-Salttillo	MVar
ESCOBEDO 115	600
SAN JERONIMO 115	485
PRIMERO DE MAYO	378
RAMOS ARIZPE 115	365
SALTILLO 115	278
GUEMEZ	187
JIMENEZ	17.3
DIVISADERO	9.2
SAN FERNANDO	8.9
BACIS	5.2



Noreste, Monterrey-Saltillo	MVAr
CATEDRAL	7.6
GUACHOCHI	6.3
CIENEGA	5.5

**Tabla 27.** 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 <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Noreste	0.050	0.075	0.054	1.257	1.341	0.545	0.964	1.299	1.425

**Table 28.** 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
Noreste	en SO <sub>x</sub> emisiones	389.6	-	-	-
	en CO <sub>2</sub> emisiones	141,630	10,862	198,575	55,730
	en NO <sub>x</sub> emisiones	117.6	8.8	213.6	127.1
	en generación por tecnología (MWh)	-	2,989	104,316	12,573

## 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](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>

SIE (2019). Consulta en el Sistema de Información Energética, SENER, consulta realizada, marzo 2020.

<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>